

Petro-Canada

Annual Report 1978

Board of Directors

as at December 31, 1978

Wilbert H. Hopper

Acting Chairman of the Board,
President and Chief Executive Officer,
Petro-Canada
Calgary

Donald Harvie

Deputy Chairman of the Board,
Petro-Canada,
Chairman,
The Devonian Group of
Charitable Foundations,
Calgary

Hon. John B. Aird, O.C., Q.C.

Senior Partner,
Aird and Berlis,
Toronto

Marshall A. Cohen

Deputy Minister,
Energy, Mines and Resources,
Ottawa

J. Claude Hébert

Business Consultant,
Montreal

Arthur Kroeger

Deputy Minister,
Indian and Northern Affairs,
Ottawa

David McD. Mann

Partner,
Cox, Downie, Nunn and Goodfellow,
Halifax

T. K. Shoyama

Deputy Minister,
Finance,
Ottawa

Donald G. Willmot

Chairman of the Board,
The Molson Companies Limited,
Toronto

appointed March 9, 1979

William C. Hood

Deputy Minister,
Finance,
Ottawa

Ian A. Stewart

Deputy Minister,
Energy, Mines and Resources,
Ottawa

Senior Personnel

as at December 31, 1978

Wilbert H. Hopper

President and Chief Executive Officer

Joel I. Bell

Senior Vice-President —
Finance and Planning

Andrew Janisch

Senior Vice-President and
Chief Operating Officer

Sam Stewart

Senior Vice-President —
Athabasca Development

Donald M. Wolcott

Senior Vice-President —
Project Development

John M. Godfrey

Vice-President — Land

Ronald P. Havelock

Vice-President — Law and Secretary

Joseph W. Martinelli

Vice-President — Production

Robert A. Meneley

Vice-President — Exploration

William Morrow

Controller

Robert Niven

Vice-President — Corporate Planning

David P. O'Brien

General Counsel

James Scurr

Vice-President — Human Resources and
Corporate Administration

Head Office

P.O. Box 2844
Calgary, Alberta
T2P 2M7
403-232-8000
Telex: 03825753

Ottawa Office

350 Sparks Street
Suite 306
Ottawa, Ontario
K1R 7S8
613-238-8951
Telex: 0534135

AUDITORS

Peat, Marwick, Mitchell & Co.
Calgary, Alberta
Canada

Subsidiaries

as at December 31, 1978

Petro-Canada Exploration Inc. — 100%
Petro-Canada Industries Inc. — 100%
Petro-Canada Inc. — 100%
Petro-Canada Consulting
Corporation — 100%
Pacific Petroleum — 51.6%

With the compliments of

W. H. Hopper
Chairman & Chief Executive Officer

Petro-Canada

NO ACKNOWLEDGMENT IS EXPECTED



March 31, 1979

The Honorable Alastair Gillespie, P.C., M.P.
Minister of Energy, Mines and Resources
House of Commons
Ottawa, Canada
K1A 0A7

Dear Minister:

On behalf of the Board of Directors, I am pleased to present this 1978 Annual Report of Petro-Canada for the fiscal year ended December 31, 1978.

In accordance with the provisions of the Financial Administration Act, the Report includes the Consolidated Balance Sheet and the related statements together with the auditor's report thereon.

I wish on behalf of the Board and management of Petro-Canada to thank Maurice F. Strong, the founding President and Chairman of the Corporation for the significant contribution he has made to the initial important years of Petro-Canada's development. I would also like to express my appreciation to Gordon M. MacNabb, a founding director, who with Mr. Strong, resigned from the Board in 1978.

A handwritten signature in black ink, appearing to read "W. H. Hopper", with a stylized flourish at the end.

W. H. Hopper
Chairman of the Board and
Chief Executive Officer

Corporate Summary

Petro-Canada's third year was marked by a very substantial event along with its continuing exploration and development activities. In early November, the Corporation purchased the controlling interest in Pacific Petroleum Ltd., a Calgary based oil and gas company. The subsequent acquisition of all the shares of Pacific in early 1979 makes the transaction, at a cost of approximately \$1.5 billion, the largest acquisition ever made in Canada. With this acquisition added to its other assets and activities, Petro-Canada becomes a significant oil and gas producer and an integrated company with a small presence in refining and marketing. In fact, Petro-Canada becomes the largest of the Canadian-owned companies in the industry, albeit smaller than other large companies operating in Canada.

This acquisition is a major step in the development of Petro-Canada and provides a cash flow to help support the longer-term and higher-risk frontier exploration and technology development projects which are important for Canada's future energy supplies. Petro-Canada now has a meaningful presence in the active areas of the oil and gas business as well as an active presence in longer-term Canadian energy ventures.

The year also saw a continued and growing level of activity in frontier exploration and new development projects which have dominated the Corporation's budget and priorities from its inception.

While the anxieties which surrounded the world energy scene in 1973 may have lessened, there is still cause for concern for the future supply of reasonably priced Canadian energy. Continued instability in the Middle East and rapid increases in world oil prices are a constant reminder to Canada that security of energy supply must be a crucial national priority.

The successful response to the concerns for security of supply by governments and industry has lessened the immediacy but has not dealt with the long range problem. Positive governmental policies in pricing, incentives and other areas have resulted in record exploration activity and an increase in supply, most noticeably gas. The discoveries of gas at Elmworth and oil at West Pembina show that there are hydrocarbons yet to be found in the Western Canada Sedimentary Basin. To date, they have only marginally contributed to meeting Canada's long term requirements. Petro-Canada believes that substantial efforts must continue to be made in the frontiers, in the search for new facilities and technologies to develop heavy oils and oil sands, and in the investigation of alternative opportunities for bringing energy supplies to Canadian markets. The high-risks, long-lead-times and magnitude of capital investments for these energy projects mean that commitments made on projects now will only begin to affect energy supply late in the 1980's.

Frontier Activities

Petro-Canada pursued an aggressive frontier program in 1978, again being a significant partner in almost all frontier activities. A discovery wildcat well offshore near Hopedale,

drilled by a consortium in which Petro-Canada holds a major interest, gave cause for renewed optimism for explorers in the Labrador Shelf area. In addition, Petro-Canada continued to be the most active company in Arctic and offshore Nova Scotia exploration. It conducted extensive environmental studies in Baffin Bay in preparation for applying for a permit to drill in the area and moved to become a major participant in future Labrador/Newfoundland exploration activities.

Technological Development

Petro-Canada in the first two years of its operations put considerable emphasis on the investigation of projects which would, through pushing back technological barriers, open up greater opportunities to increase the supply of reasonably priced energy for Canada. In 1978 these projects became viable alternatives for meeting Canada's energy requirements.

In 1978 Petro-Canada and its partners concluded two years of study on the Arctic Pilot Project and prepared applications to regulatory authorities for permission to proceed with construction.

A major breakthrough in Arctic resource development was the successful underwater completion of Drake F-76 demonstrating for the first time that Arctic gas could be produced from offshore.

The Corporation, in concert with the Alberta Gas Trunk Line Company Limited concluded a two year \$4.6 million study of the possibility of extending the Canadian gas pipeline system from its present terminus at Montreal through to Quebec and the Maritimes. The Q & M project has been submitted by AGTL to the National Energy Board for approval. Petro-Canada retains the right to take a 20% equity interest in the project if it is approved.

Although Petro-Canada is not a direct participant in its application to the National Energy Board, the Corporation continued to support related research studies of the Polar Gas project in 1978.

Petro-Canada has assigned a significant role to oil sands and heavy oils development in its activities. In October, Petro-Canada, Gulf Canada Limited and the Saskatchewan Oil and Gas Corporation reached an agreement with the Saskatchewan government on a major program of heavy oil exploration, development and enhanced recovery in Saskatchewan.

In November, 1978, Petro-Canada and its partners in the PCE group signed an agreement with Japanese interests directed at developing economical in-situ recovery

processes for the group's 1.2 million acres of leases in the Alberta Oil Sands. The field pilots and research activity associated with this project will help develop the technologies necessary to turn this vast resource base into an economic source of energy.

The Corporation is also investigating the potential of developing oil sands properties by the drilling of horizontal wells into oil sands zones in a mine assisted in-situ program (MAISP).

The Syncrude project, in which Petro-Canada has a 15 per cent interest, commenced operation in 1978 and was officially opened in September.

Research and Development

Petro-Canada, since its inception, has expressed a keen awareness of the importance of research and development oriented to Canadian energy problems and opportunities as a significant factor in contributing to Canada's energy supply. In December, the Corporation began construction of a \$10 million research facility in Calgary. Activities at the centre, scheduled for completion in late 1979, will be directed towards specific Canadian energy-related research concerns, particularly in the areas of

exploration and production in the frontiers, enhanced recovery, oil sands and heavy oil development. The facility will provide the means to increase Canada's research effort and will provide substantive opportunities for both professional and technical growth of petroleum-related research for Canadian scientists.

Petro-Canada continues to examine and develop an appropriate role for the Corporation in searching for ways to ensure that renewable energy sources are developed to make a contribution to Canada's energy supply.

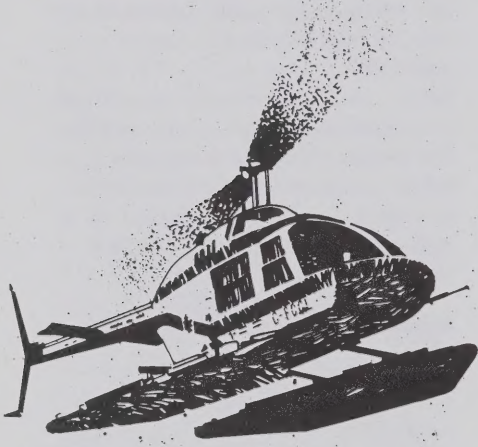
International Activities

Petro-Canada continues to pursue international activities where it believes such activities will secure access to future energy supplies and where Petro-Canada might assist the Canadian Government or private Canadian companies to pursue opportunities in the international field.

In June of 1978 Petro-Canada agreed to advise the Canadian International Development Agency in a program of assistance for Pakistan's energy development program.



Petro-Canada has also applied, in competition with other major corporations, to the Norwegian government for an interest in various blocks of land in the North Sea now available for exploration permits.



The Corporation is pursuing research and development studies on various technologies for heavy oil upgrading in conjunction with Venezuela's national oil company, *Petróleos de Venezuela*, to develop the vast reserves of oil sands and heavy oil that exist in both countries.

Petro-Canada and its partners have been invited to make submissions with respect to offshore oil exploration in the People's Republic of China.

Finally, Petro-Canada is holding discussions with Mexico's national oil company, *Petróleos Mexicanos* (PEMEX) regarding the best way for Canada to secure future oil supplies from that country.

In a world which has become increasingly aware of the strategic importance of energy supplies, state-to-state relationships may well play an increasingly important role in the worldwide allocation of energy resources. In addition, there are no Canadian companies engaged in foreign exploration with the specific purpose of bringing oil to Canadian markets. By its own efforts, as well as by assisting Canadian companies in such ventures where access might otherwise be difficult for them, Petro-Canada hopes to advance Canadian interests in the world energy scene, recognizing that Canada will have to rely on foreign sources for some part of its energy supplies for the foreseeable future.

Environmental and Social Affairs

Petro-Canada is continuing to implement its policy of minimizing the negative impact and maximizing the positive benefits of its projects relative to both the physical environment and the local communities where it operates. Environmental and social concerns are integrated in every phase of corporate activity and Petro-Canada includes local people in project planning through active programs of community liaison.

In January of 1978, Petro-Canada was among the first of many companies to sign agreements providing native communities in northern Alberta access to employment, education, and participation in activities in the area. In the Baffin Bay region, Petro-Canada's Eastern Arctic Marine Environmental Studies (EAMES)

program is keeping local communities up-to-date on its activities, and ensuring that local employment and local entrepreneurial activity is encouraged. A substantial program has been undertaken by the Corporation to inform and include Inuit communities and associations in the Arctic Pilot Project. In addition to its on-going programs, Petro-Canada maintains industry, government, and international contacts so that its activities are known to others and the most recent advances in the rapidly changing field of environmental and social affairs management are available to the Corporation.

Human Resources

At year end Petro-Canada employed 850 people. The Corporation continued to develop its human resources programs recognizing that experienced industry personnel are its most important asset.

Petro-Canada recognizes its responsibility as a good corporate citizen. Through its donations programs Petro-Canada has contributed both manpower and financial assistance to local, regional and national charitable organizations and responded to requests from small communities in areas where it has personnel and operations.

Exploration

In 1978 Petro-Canada continued its exploration activity in the frontier and in the Western Basin.

The Corporation was involved in 16 of 26 wells completed in Canada's frontier regions in 1978.

A total of \$60 million was spent in frontier exploration activities in 1978 bringing total expenditures since inception to \$152 million. The Corporation now has a total of 82 million gross acres of permits in the frontier areas — not including lands held by Panarctic Oils Ltd. in which Petro-Canada has a 45 per cent interest.

In Alberta, successful exploration and delineation drilling continued in the Elmworth-Gold Creek Deep Basin Play, at Utikuma Lake and at Bison Lake. The Corporation spent \$32 million in 1978 on exploration and development activities in the Western Canadian Sedimentary Basin.

Offshore Nova Scotia

Exploration continued throughout 1978 on a five well farmin program in the Sable Basin to earn Petro-Canada a 30 per cent interest and Kaiser Resources Ltd. a 10 per cent interest in a significant block of Mobil Oil Canada Ltd. land. Four wells were completed in 1978. Drilling at Venture D-23, the final well of the

program, was progressing at year end. The Thebaud I-94 well, a stepout to an earlier discovery, confirmed the extension of a gas bearing sand found in the original discovery. The Migrant N-20 and Cohasset L-97 wildcat wells found minor shows of gas. The Cohasset P-42 well, a stepout to an earlier well which tested oil, was unsuccessful.

An important but unsuccessful wildcat test was drilled by Petro-Canada and Chevron Standard Limited on Shell Canada Resources Limited land at Acadia K-62 with the *Ben Ocean Lancer*, a dynamically-positioned drillship in 864 metres of water. This was the first use of such sophisticated drilling equipment in water of this depth in Canada.

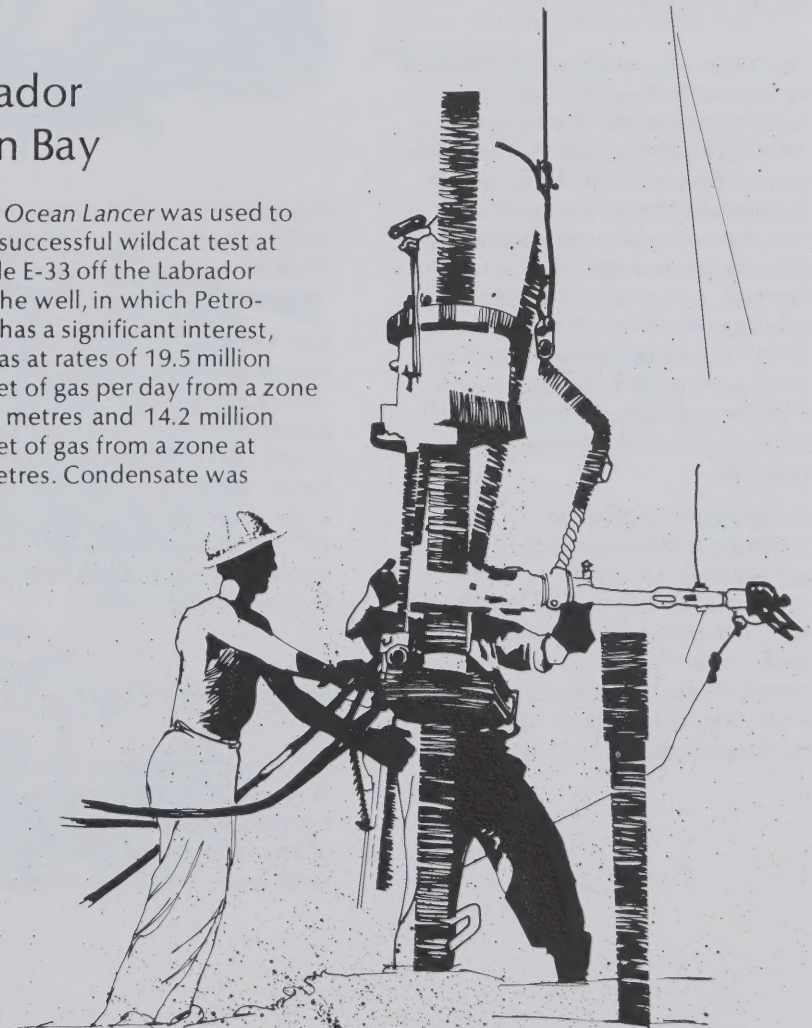
Labrador Baffin Bay

The *Ben Ocean Lancer* was used to drill the successful wildcat test at Hopedale E-33 off the Labrador Coast. The well, in which Petro-Canada has a significant interest, tested gas at rates of 19.5 million cubic feet of gas per day from a zone at 1 983 metres and 14.2 million cubic feet of gas from a zone at 1 948 metres. Condensate was

produced with the gas at rates ranging from 300 to 500 barrels per day. Further drilling will be undertaken in 1979 to evaluate the significance of this wildcat discovery.

As a result of seismic and site specific environmental surveys which were carried out in 1978 and earlier years, Petro-Canada will be involved in several exploration programs in 1979 in other offshore East coast areas.

Petro-Canada participated in seismic surveys off the Labrador coast in the Fogo/Hare Bay area, with a group operated by British Petroleum, to select drilling sites for 1979.

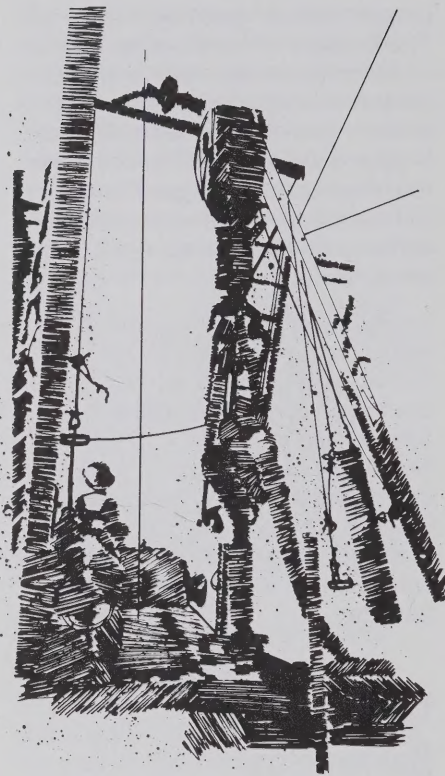


In Baffin Bay, Petro-Canada as operator of the EAMES Project conducted an extensive regional environmental and site specific environmental program costing \$7.0 million. Studies involving ice movements, water currents and other aspects of the operating environment were carried out to determine appropriate safety requirements. North Baffin Bay represents a highly prospective, but as yet undrilled, sedimentary basin in which natural live oil seepages are present, and where a number of large potential structures have been mapped.

Arctic and N.W.T.

Petro-Canada, on its own or through its interest in Panarctic Oils Ltd., was involved in 8 of the 9 wells drilled in 1978 in the Arctic Islands. Two wells were drilled with the Arctic Islands Exploration Group (Panarctic Oils Ltd., Petro-Canada, Esso Resources Canada Limited and Gulf Canada Limited), one of which resulted in a small gas discovery at Roche Point 0-43. Two additional unsuccessful wells were drilled by Panarctic on Melville and Bathurst Islands in an effort to discover onshore gas reserves.

A significant step toward commercial development of Arctic gas reserves was made with the successful completion of an offshore well in the Drake Point gas field at Drake F-76. This well was flow tested at rates of up to 75 million cubic feet of gas per day. It confirmed the excellent producing



characteristics of the reservoir as well as the feasibility of connecting offshore wells by pipeline to onshore gas treatment facilities.

One well was drilled by Dome Petroleum in the Beaufort Sea at Natsek E-56, under a farmout agreement which will require Dome to drill two wells to earn part of Petro-Canada's interest in 643 000 acres. This well, which was started in 1977, was drilled to a depth of 2 695 metres in 1978 and will be drilled to final total depth in 1979.

Western Canada

In Alberta, exploratory efforts were focused on lands already owned by the Corporation. During 1978, a total of 44 exploratory and delineation wells were completed as part of a

major western basin program. As part of an active industry exploration effort in the Gold Creek-Elmworth area, Petro-Canada and its partners have drilled twelve wells, ten of which have been completed as gas wells. Of significance is the Lator 2-29 well, a gas discovery tested at a rate of 6 million cubic feet per day. Additional drilling and reservoir studies are in progress to fully evaluate the volume of this new gas discovery.

At Bison Lake, four successful wells were drilled during a six well program to evaluate a wholly-owned Petro-Canada shallow gas pool. Drilling continued in the Hanlan area where a gas discovery was made in 1977.

In the Utikuma Lake area four exploratory wells were drilled, one of which was a successful oil well.

In other areas, a gas discovery was made at Betts Creek and a bitumen saturated reservoir was found in the Golden Lake area.

To accelerate the exploration and development of heavy oil reserves, Petro-Canada, Gulf Canada Limited and the Saskatchewan Oil and Gas Corporation entered into an agreement with the Government of Saskatchewan which could involve the expenditure of \$99 million over an eight year period on exploration, development and enhanced recovery projects. The consortium will earn a maximum of 162 500 acres from an initial selection of 500 000 acres of Crown lands.

Production and Operations

Conventional Production

During 1978 revenue from sales of crude oil, natural gas liquids and natural gas increased compared to 1977. Despite this, the Corporation's crude oil, natural gas liquids and gas production was less than capacity reflecting continued prorationing to compensate for market constraints.

The construction of the Connorsville gas plant in southwestern Alberta, in which Petro-Canada as operator has a fifty per cent interest, was completed and the plant was put on stream in 1978.

Construction of another Petro-Canada operated gas plant was also well under way at year end at Paddle Prairie in northwestern Alberta. This plant, designed to process 30 million cubic feet of natural gas per day, will be completed the first part of 1979.

As a part of its development drilling program, Petro-Canada participated in 174 gross wells. This compares to 128 gross wells in 1977.

Production

The Corporation's production of oil and natural gas liquids averaged 27.2 thousand barrels per day before royalty.

Gas production averaged 83.6 million cubic feet per day before royalty.

Reserves

In 1978 Petro-Canada completed an extensive reserves evaluation. At year end after 1978 production and reserves additions the Corporation estimated reserves before royalty of 143 million barrels of oil and natural gas liquids compared to 151.6 million barrels at the end of 1977.

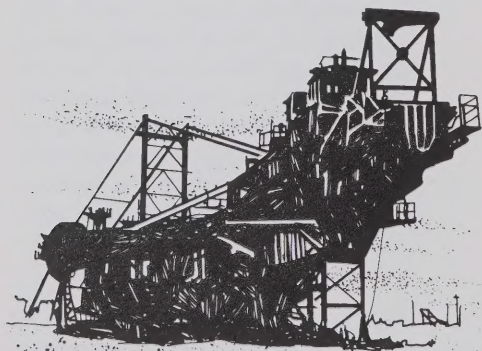
The Corporation's estimated gas reserves at year end after production and reserves additions were 878 billion cubic feet before royalty. This compares to 1977 reserves of 821.8 billion cubic feet before royalty.



Syncrude Canada

During 1978, a major milestone was reached by Syncrude Canada Ltd. (in which Petro-Canada has a 15 per cent interest) with the completion of construction and the commencement of plant start-up. The first synthetic crude oil product entered the Alberta Oil Sands pipeline on July 30. By year-end, synthetic crude shipments to the pipeline totalled 3.6 million barrels. The Syncrude project was officially opened on September 15, 1978, at a ceremony attended by Federal, Alberta, Ontario and industry representatives.

Petro-Canada's 1978 net expenditures of \$78.7 million, (after start-up costs and net of product revenue) brought its total expenditures in the Syncrude project to \$337.8 million at year-end. Estimated total cost of the project is



\$2.3 billion, including post-start-up construction alterations, but excluding the related utilities plant and pipelines which are not directly owned by the participants. Gross revenue earned by Petro-Canada was much lower than expected due to plant start-up problems that resulted in lower production for the year.

In 1978, amendments to the Petroleum Administration Act allowed synthetic crude production from the Syncrude project to be sold at international prices.

Arctic Pilot Project

On January 17, 1979 Petro-Canada and its partners, AGTL and Melville Shipping Ltd. (composed of Federal Commerce & Navigation Co. Ltd., Canada Steamship Lines Ltd. and Upper Lakes Shipping Ltd.) applied to various regulatory authorities for permission to proceed with the Arctic Pilot Project. The project will be the first of its kind to move Arctic resources to the south on a year round basis. Hearings are expected to commence late in 1979.

The project involves the production of gas from eight onshore wells, pipelining it 160 km to the southern shore of Melville Island, liquefying and shipping it to a southern terminus in Eastern Canada for regasification and use. The two ice-breaking carriers are built to Arctic Class 7 standards and have a capacity of 140 000 cubic metres of liquefied natural gas. Total cost of the project will be approximately \$1.5 billion. Petro-Canada is currently seeking purchasers for the gas and arranging a supply contract with the owner of the gas. The production of the project will be 250 million cubic feet of gas per day.

Extensive studies over two years costing \$11 million were undertaken into the technological, environmental and safety aspects of the project prior to filing.

PCE Project

In November, 1978, the PCE Group, consisting of Petro-Canada, Canada-Cities Service Ltd., and Esso Resources Canada Limited executed a three phase, 15 year farmout agreement with Japan Canada Oil Sands Limited (JACOS) whereby JACOS could earn an undivided 25 per cent interest in 34 leases covering 1.25 million acres in the in situ portion of the Athabasca Oil Sands Deposit. In addition, JACOS will earn rights to an in situ recovery method, owned by the PCE Group, known as the electric preheat/steam drive process.

The group, with Petro-Canada as operator, has been investigating the feasibility of the electric preheat/steam drive process for a number of years. The group has begun plans to test the process under field conditions in a small pilot approximately 40 km south of Fort McMurray. Construction of the pilot plant is scheduled to begin in May, 1979, with plant start-up expected in mid 1980.

In addition to basic research required to support the field pilot, during 1978 the PCE Group continued its systematic program to evaluate the in place reserves on the 34 leases by drilling 16 core holes. This program will continue drilling an additional 87 core holes over the next three years.

Purchase of Pacific Petroleum Ltd.

On November 10, 1978 Petro-Canada commenced the first step in the largest acquisition ever made in Canada. On that date, the Corporation purchased from Phillips Petroleum Co. of Bartlesville, Oklahoma a block of 10,326,321 shares of Pacific Petroleum Ltd. of Calgary for a price of \$55.50 (U.S.) which was the equivalent on that date to \$65.02 (Cdn.) per share. The Corporation announced that it had finalized arrangements to raise \$1.25 billion (U.S.) from a group of Canadian chartered banks by the sale of preferred shares in a subsidiary of Petro-Canada.

At year end Petro-Canada owned 11,497,519 common shares of Pacific Petroleum — slightly in excess of 50 per cent of the common shares outstanding.

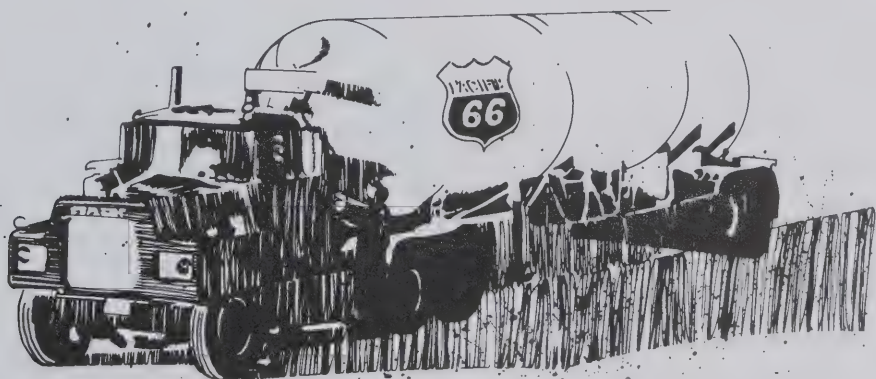
The fundamental goal of Petro-Canada in proceeding with the acquisition of Pacific Petroleum was to become a significant and balanced presence in Canada's oil and gas industry. The first three years of Petro-Canada's activity and expenditures have been predominantly and disproportionately oriented to high-risk, long-lead-time projects. Its investments in the Syncrude Project, Panarctic and the Polar Gas Project, taken over at the request of the

Government of Canada, do not provide an immediate cash return, nor does the investment in frontier exploration, technological development projects and initiatives in the search for new energy opportunities. These activities, undertaken in the pursuit of the Corporation's mandate are, as participation by private sector partners shows, well within the same business parameters of the industry, but only when they are balanced by less risky and profitable immediate returns. While still devoting a comparatively large part of its budget to the longer-term projects when viewed by purely commercial standards, Petro-Canada now has greater immediate cash flow to help support these activities. The Corporation now has a meaningful presence in exploration and production and some involvement in other aspects of the Canadian oil and gas industry.

Pacific Petroleum Ltd. not already owned by it at \$65.02 (Cdn.) net per share in cash. On January 17, 1979 the Board of Directors of Pacific, based on an independent evaluation of the shares, recommended acceptance of the offer. On March 12, 1979 Petro-Canada announced that its offer was closed. At that time the Corporation had acquired 96 per cent of the shares to which the offer applied or 98 per cent of all the shares of Pacific. Petro-Canada also announced that the Corporation intended to exercise the right to acquire, pursuant to the provisions of the Canada Business Corporations Act, the shares held by those shareholders who had not yet tendered their shares pursuant to the offer.

Subsequent Events

On January 15, 1979 Petro-Canada announced that it would make a tender offer for any and all shares of



Combined Operations

While Petro-Canada did not acquire control of Pacific until late in 1978, a full description is presented with the activities of Petro-Canada to give a more effective understanding of the nature and magnitude of the Corporation's future operations. The reported financial results, however, only account for 51.6 per cent of Pacific being owned by Petro-Canada and only take account of the financial results of the acquisition from November 11, 1978, the effective date on which Petro-Canada acquired control.

Petro-Canada, after the acquisition, has become one of the most significant Canadian-owned corporations involved in the oil and gas business in Canada. The Corporation is now involved in frontier exploration, technology development, major conventional production areas, new Western Basin exploration plays and some downstream operations in refining, marketing and transportation.





Exploration

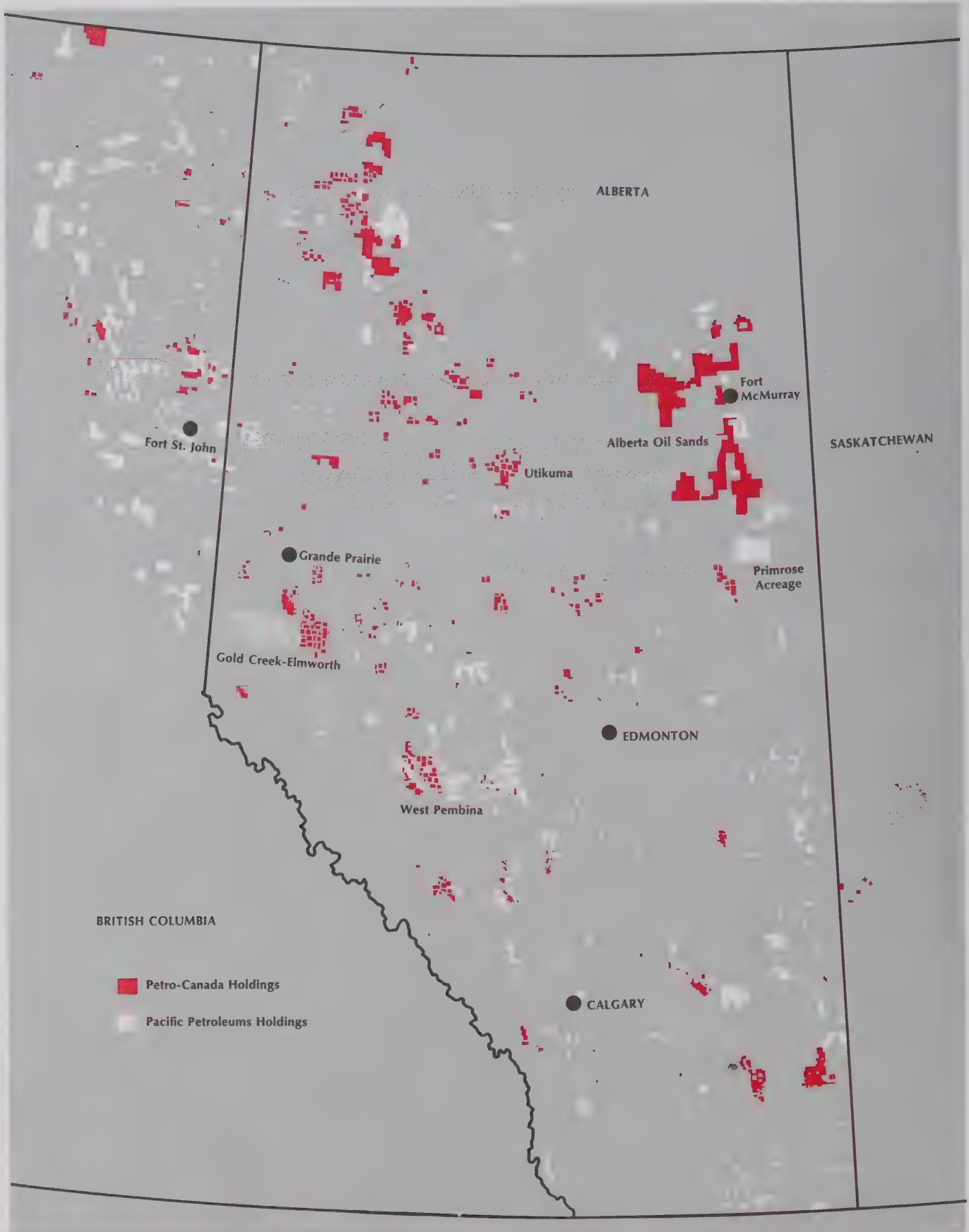
The acquisition of Pacific Petroleum further augments the substantial land position of the Corporation. Of particular interest is the significant acreage in currently producing western sedimentary basin areas which complements Petro-Canada's substantial frontier exploratory acreage. The Corporation acquires a significant interest in three exciting areas in the Western Basin; interest in 66 600 gross acres in the Elsworth area, varying interests in 27 000 acres in West Pembina and rights to explore in a portion of the Primrose Range.

These, added to Petro-Canada's interests in the Elsworth-Gold Creek area and in Utikuma, provide an opportunity to explore and develop challenging potential areas in the Western Basin. Petro-Canada will pursue these exploration activities vigorously since they have the potential to increase its productive capacity and reserves within a relatively short-time frame and at relatively low cost in comparison with frontier activities.

In the frontiers, the acquisition brings a further interest in exploration leases in the Beaufort Sea, the Arctic Islands and the Labrador Shelf.

The combined wells drilled graph gives an indication of the level of activity undertaken by the companies.

The acquisition of Pacific will for the first time give Petro-Canada concrete international exploration interests in the United States, in the Spanish Mediterranean where discoveries are nearing production, and in the United Kingdom, both offshore and on the mainland.



Oil Sands and Heavy Oil

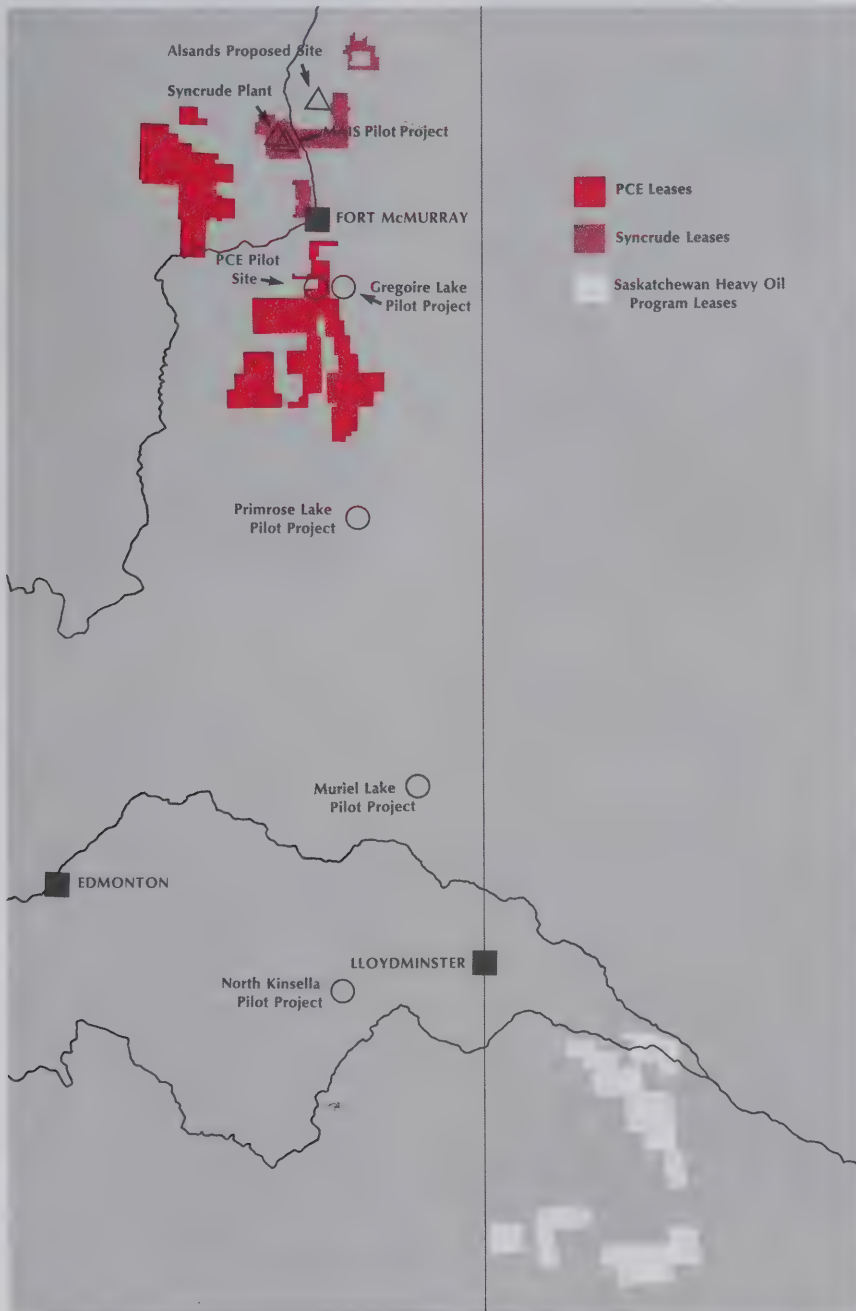
Petro-Canada has, in pursuing its mandate to work to assure energy self-reliance for Canada, attached significant importance to the development of Canada's enormous oil sands and heavy oil reserves. The exploration and development of oil sands and heavy oil requires efforts

which must be pursued on many fronts. Petro-Canada through its participation in Syncrude, the PCE project, the MAIS project and the Saskatchewan conventional heavy oil program, has vigorously pursued the development of oil sands and heavy oils. The acquisition of Pacific brings Petro-Canada into six more major oil sands and heavy oil activities.

The Corporation, through its acquisition, becomes a member of the Alsands group which is currently planning to build a third oil sands mining plant in the Alberta Oil Sands.

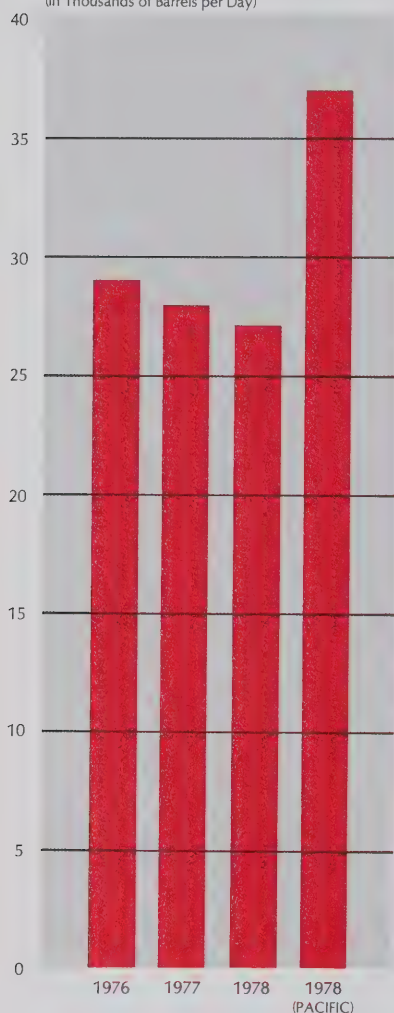
In the in-situ area of the oil sands, Petro-Canada will, with its acquisition, also become involved in a Forward Combustion and Water Flood pilot project at Gregoire Lake, a steam stimulation pilot at Muriel Lake, a steam/air injection pilot in the North Kinsella field, and an exploratory development program near Primrose Lake in the Cold Lake oil sands deposit.

As well as its involvement in the Saskatchewan heavy oil program, Petro-Canada will assume leadership of a group of companies investigating the economics of building a plant to upgrade heavy oil into feedstock that could be used by existing Canadian refineries — supplementing work which the Corporation has already done in the investigation of heavy oil upgrading.



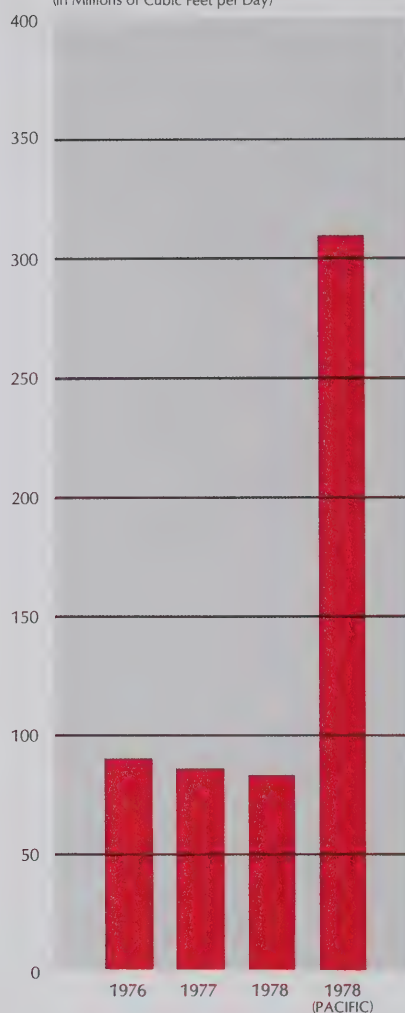
PRODUCTION VOLUMES

CRUDE OIL & NATURAL GAS LIQUIDS
(in Thousands of Barrels per Day)



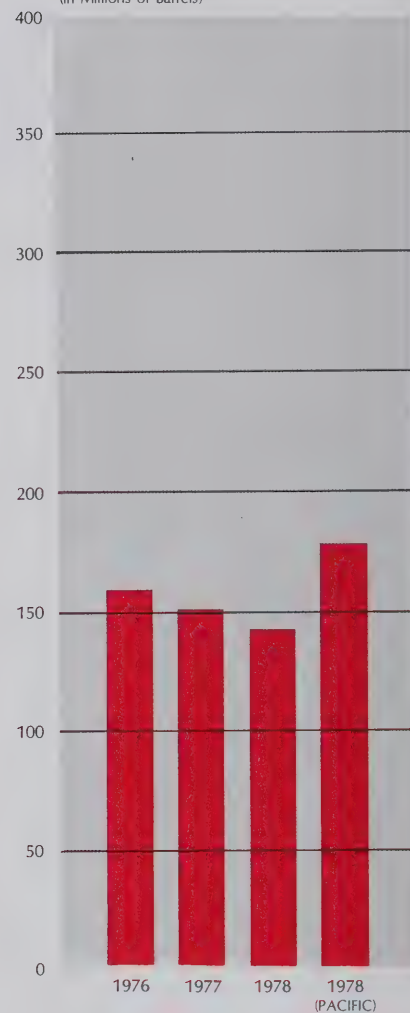
PRODUCTION VOLUMES

NATURAL GAS
(in Millions of Cubic Feet per Day)



RESERVES

CRUDE OIL & NATURAL GAS LIQUIDS
(in Millions of Barrels)



Production

The production summary graphs provide production levels of oil and natural gas liquids for the past three years for Petro-Canada and for the year 1978 as reported by Pacific. Total production of oil and natural gas liquids of the combined companies for 1978 was 23.6 million barrels, making Petro-Canada seventh largest in Canada for oil and natural gas liquids production. Total production of natural gas of the combined companies for 1978 was 144 billion cubic feet, making Petro-Canada the second largest in

Canada for natural gas production. The reserves graphs provide basic estimates by both companies of reserves as of year-end 1978:

Coal/Mining

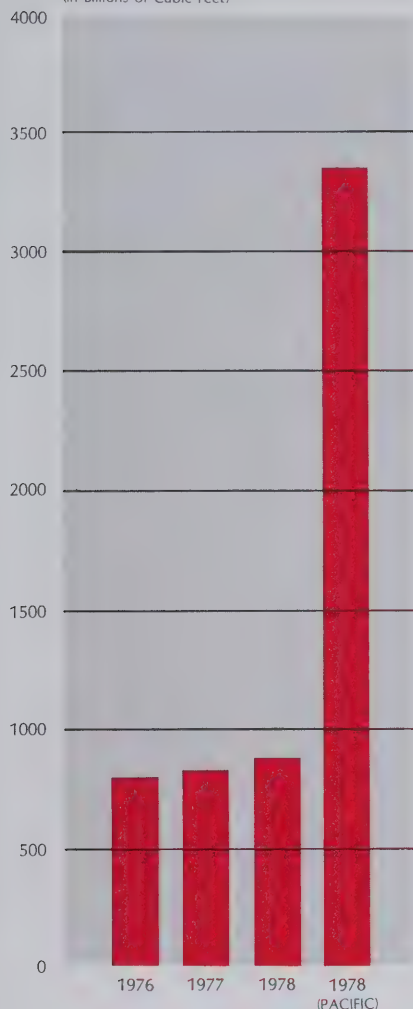
Petro-Canada has not, to date, been actively involved in either coal exploration or mining activity. The acquisition of Pacific brings to the Corporation several opportunities in

these areas. The Corporation will have a 50 per cent interest in the coal reserves in approximately 74 000 acres at the Monkman Pass metallurgical coal property in northeastern B.C. and an 80 per cent interest in 31 473 acres of thermal coal properties at Lethbridge, Alberta.

In mining, the Corporation acquires an interest in two uranium properties in British Columbia and North Saskatchewan and mining prospects near Pine Point, N.W.T. and in Northern Washington State near the B.C. border.

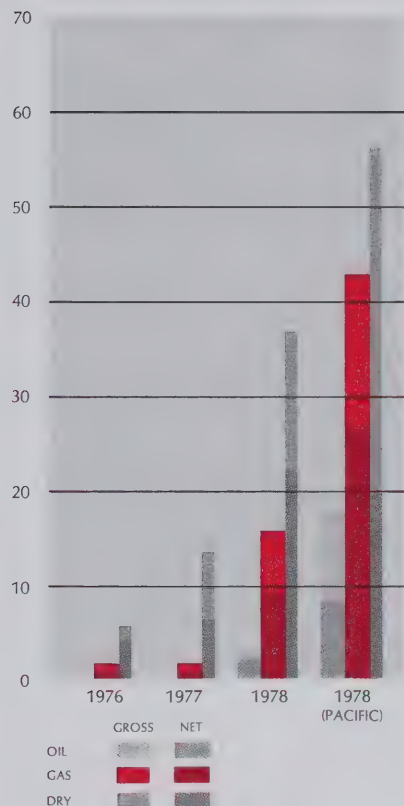
RESERVES

NATURAL GAS
(in Billions of Cubic Feet)

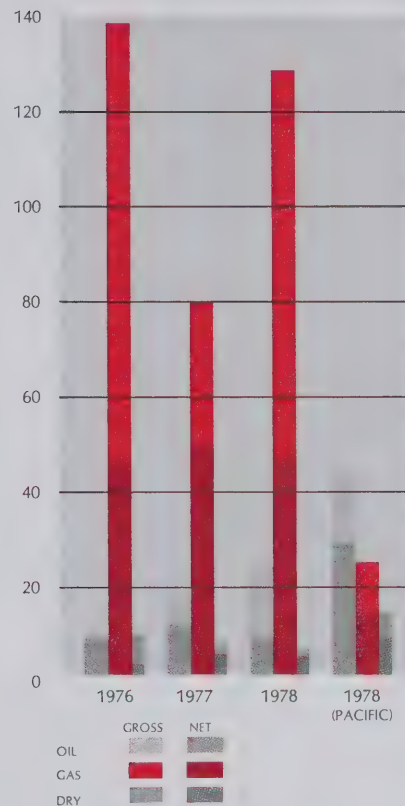


WELLS DRILLED

EXPLORATORY



DEVELOPMENT AND PRODUCTION



Downstream Activities

Petro-Canada acquires a 10% interest in the Cochin pipeline, a 3 000 km natural gas liquids pipeline running from Edmonton to Sarnia. The line, completed in 1978 at a total cost of \$320 million, began deliveries in late 1978 of ethane, ethylene and propane to markets in Eastern Canada and the U.S. Total capacity of the pipeline of 85 000 barrels per day is expected to be reached by the end of 1979.

The Corporation acquires through its purchase of Pacific, a 32 per cent interest in Westcoast Transmission

Co. Ltd., the major natural gas gathering and transmission company in British Columbia.

At Empress, Alberta, the Corporation has acquired a major natural gas liquids plant, currently producing about 14 800 barrels per day of propane, butanes and natural gasoline. The plant is being expanded to provide for the additional production of 27 000 barrels per day of ethane.

Refining and Marketing

The Corporation will have a small refinery at Taylor, B.C. with a capacity of 15 400 barrels per day of crude oil and condensate, and 426 retail and wholesale marketing outlets extending from Vancouver Island to Thunder Bay, Ontario.

Pacific's sales of branded products, principally motor gasoline and distillate, constituted about five per cent of industry sales in Western Canada in 1978.

Corporate Activities

The Corporation recognizes that the acquisition of a company is not just a matter of purchasing capital goods, hardware and property. More than 1 100 employees of Pacific will come to the Corporation and Petro-Canada has moved to ensure that these employees become an integral part of the operation of Petro-Canada. The Corporation looks forward to the development and melding of operations so that the result will be a stronger and even more dynamic organization.

Financial Summary

Petro-Canada's financial results for 1978 reflect dramatic growth due mainly to the purchase in November of a controlling interest in Pacific Petroleum Ltd. At December 31, 1978, the Corporation held 51.6% of Pacific's common shares purchased at a cost of \$746.9 million and subsequently acquired all of the remaining shares resulting in a total consideration of \$1,496 million.

Funds for the Pacific purchase were provided mainly from the proceeds of a \$1,250 million U.S. preferred share issue by the Corporation's subsidiary, Petro-Canada Exploration Inc. ("PEX"), to a group of Canadian chartered banks. The shares, which are redeemable at the option of PEX, require the payment of quarterly dividends which at PEX's option are based on a percentage of either the United States Base Rates, or the London Inter-Bank Offered Rates of the banks. The current dividend rate approximates 6.3% per annum.

The Corporation's financial results include those of Pacific Petroleum Ltd. from November 11, 1978, the effective date of the acquisition. Operating revenue of \$174.3 million includes \$70 million generated by Pacific during the control period. If the contribution made by Pacific is deducted from operating revenue, the resultant \$104.3 million generated from Petro-Canada's operations compares with \$88.7 million in 1977, or an increase of 17%. This increase was entirely due to higher prices for oil and gas. Interest income of \$20.9 million and a gain on foreign exchange of \$8.1 million results mainly from investment of and conversion to Canadian currency of the temporarily surplus funds obtained from the preferred share issue referred to above. Additional income of \$1.8 million from Pacific's equity in the net earnings of their affiliate, Westcoast Transmission Company Limited, brought Petro-Canada's consolidated total revenue to \$205.1 million, an increase of \$112.4 million from 1977.

Earnings before income taxes and minority interest were \$76.5 million compared with \$30.4 million in 1977. Provision for deferred and current income taxes of \$42.1 million resulted in consolidated earnings before minority interest of \$34.4 million which includes \$14.4 million net earnings of Pacific from November 11, 1978 to December 31, 1978. Seven million dollars of the Pacific net earnings was apportioned to the holders of the shares which were not held by Petro-Canada (48.4%). This minority interest, plus a dividend payment of \$13.6 million on the PEX preferred shares resulted in a total minority interest of \$20.6 million, leaving net earnings for the year of \$13.7 million. This compares with \$9.5 million in 1977, representing an increase of 44%.

Funds of \$99.5 million were provided from operations, which compares with \$55.9 million in 1977. In addition, the sale of the preferred shares by PEX generated \$1,464.4 million, Petro-Canada issued shares to the Government of Canada for \$239.5 million, and \$8.3 million in deferred revenue was received for natural gas paid for, but not yet taken, for a total source of working capital of \$1,811.7 million. This was used as follows:

	(millions)
Purchase of 51.6% interest in Pacific Petroleum Ltd. (net of \$47.8 million working capital)	\$ 699.0
Reserved for completion of Pacific acquisition	749.0
Oil and Gas exploration and development	140.6
Panarctic Oils Ltd.	16.7
Syncrude Project	78.7
Polar Gas, Heavy Oil, Arctic LNG and other feasibility studies (deferred charges)	11.3
Reduction of long-term debt	31.1
Share issue of expense (PEX)	1.7
Increase in working capital	83.6
	<u>\$1,811.7</u>

At December 31, 1978, consolidated assets totalled \$3,348.9 million compared to \$878.7 million at the end of the previous year. The major increase results from the inclusion of 100% of Pacific's assets at their historical cost, plus the excess of the consideration paid for the shares of Pacific over their book values. Also contributing to the increase in consolidated net assets is the \$749 million cash balance at December 31, 1978, which was being held to complete the Pacific purchase. Consolidated assets consists of current assets, \$243.9 million; cash held for Pacific acquisition, \$749 million, investments (mainly Westcoast Transmission Company Limited and Panarctic Oils Ltd.), \$235.5 million; property, plant and equipment, \$2,087.2 million, and deferred charges of \$33.3 million.

Deduction of liabilities, deferred income taxes and minority interest in subsidiaries, totalling \$2,546.2 million results in shareholder's equity at December 31, 1978 of \$802.7 million, an increase of \$251.6 million from the balance at December 31, 1977. Working capital at December 31, 1978 was \$82.8 million, compared with a working capital deficit of \$0.7 million at December 31, 1977.

PEAT, MARWICK, MITCHELL & CO.
CHARTERED ACCOUNTANTS

To The Honorable Alastair W. Gillespie, P.C., M.P.
The Minister of Energy, Mines and Resources
House of Commons
Ottawa, Canada

We have examined the consolidated balance sheet of Petro-Canada as at December 31, 1978 and the consolidated statements of earnings and retained earnings and changes in financial position for the year then ended. Our examination was made in accordance with generally accepted auditing standards, and accordingly included such tests and other procedures as we considered necessary in the circumstances.

In our opinion, these consolidated financial statements present fairly the financial position of the corporation as at December 31, 1978 and the results of its operations and the changes in its financial position for the year then ended in accordance with generally accepted accounting principles applied on a basis consistent with that of the preceding year.

We further report as required by Section 77(1) of the Financial Administration Act that, in our opinion, proper books of account have been kept by the corporation and the transactions that have come under our notice have been within the powers of the corporation.

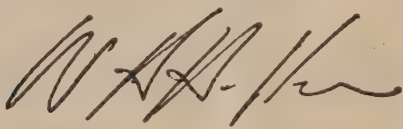

Calgary, Canada
March 15, 1979

Peat, Marwick, Mitchell & Co.
Chartered Accountants

Consolidated Balance Sheet

As at December 31, 1978

(stated in thousands of dollars)

	<u>1978</u>	<u>1977</u>
Assets		
CURRENT ASSETS		
Cash and short-term deposits	\$ 76,471	\$ 21,453
Accounts receivable	127,984	24,088
Inventories	38,171	4,009
Deposits and prepaid expenses	1,232	1,583
	<u>243,858</u>	<u>51,133</u>
CASH HELD FOR INVESTMENT (Note 13)	749,000	—
INVESTMENTS (Note 3)	235,485	91,807
PROPERTY, PLANT AND EQUIPMENT, net (Note 4)	2,087,244	718,846
DEFERRED CHARGES (Note 6)	33,326	16,910
	<u>3,348,913</u>	<u>\$878,696</u>
<p>Approved on behalf of the Board</p> <div style="display: flex; justify-content: space-around; align-items: flex-start;"> <div style="text-align: center;">  Director </div> <div style="text-align: center;">  Director </div> </div> <p>March 15, 1979</p>		

	<u>1978</u>	<u>1977</u>
Liabilities		
CURRENT LIABILITIES		
Accounts payable and accrued liabilities	\$ 124,195	\$ 31,466
Portion of long-term debt due within one year	<u>36,839</u>	<u>20,400</u>
	161,034	51,866
LONG-TERM DEBT (Note 7)	<u>300,277</u>	<u>193,600</u>
DEFERRED NATURAL GAS REVENUE	<u>8,290</u>	<u>—</u>
DEFERRED INCOME TAXES	<u>307,452</u>	<u>82,082</u>
5% CONVERTIBLE SUBORDINATED DEBENTURES (Note 13) . . .	<u>25,004</u>	<u>—</u>
MINORITY INTEREST IN SUBSIDIARIES (Note 8)	<u>1,744,165</u>	<u>—</u>
Shareholder's Equity		
CAPITAL (Note 9)		
Preferred shares	337,800	258,300
Common shares	<u>440,000</u>	<u>280,000</u>
	777,800	538,300
RETAINED EARNINGS	<u>24,891</u>	<u>12,848</u>
	<u>802,691</u>	<u>551,148</u>
COMMITMENT (Note 8)		
	<u><u>\$3,348,913</u></u>	<u><u>\$878,696</u></u>

Consolidated Statement of Earnings and Retained Earnings

For the year ended December 31, 1978

(stated in thousands of dollars)

	1978 (Note 2)	1977
REVENUE		
Operating	\$174,344	\$88,718
Interest	20,926	3,975
Gain on foreign exchange	8,046	—
Equity in earnings of affiliates	1,779	—
	<u>205,095</u>	<u>92,693</u>
EXPENSES		
Operating	53,763	13,810
General and administrative	23,196	13,198
Interest on long-term debt	11,289	10,553
Other interest	1,839	—
Depreciation, depletion and amortization	38,388	24,471
Research	125	248
	<u>128,600</u>	<u>62,280</u>
EARNINGS BEFORE INCOME TAXES AND MINORITY INTEREST	<u>76,495</u>	<u>30,413</u>
PROVISION FOR INCOME TAXES (Note 10)		
Deferred	38,763	21,898
Current	3,346	(1,000)
	<u>42,109</u>	<u>20,898</u>
EARNINGS BEFORE MINORITY INTEREST	34,386	9,515
MINORITY INTEREST IN SUBSIDIARIES	20,646	—
NET EARNINGS FOR YEAR	13,740	9,515
RETAINED EARNINGS AT BEGINNING OF YEAR	12,848	3,333
	<u>26,588</u>	<u>12,848</u>
PREFERRED SHARE ISSUE EXPENSE OF SUBSIDIARY	1,697	—
RETAINED EARNINGS AT END OF YEAR	<u>\$ 24,891</u>	<u>\$12,848</u>

Consolidated Statement of Changes in Financial Position

For the year ended December 31, 1978

(stated in thousands of dollars)

	1978 (Note 2)	1977
SOURCES OF WORKING CAPITAL		
Net earnings for year	\$ 13,740	\$ 9,515
Add charges not involving an outlay of working capital	85,792	46,369
Working capital provided from operations	99,532	55,884
Proceeds from issue of preferred shares by subsidiary	1,464,375	—
Proceeds from issue of shares	239,500	154,500
Proceeds from issue of long-term debt	—	4,000
Deferred natural gas revenue	8,290	—
	<u>1,811,697</u>	<u>214,384</u>
USES OF WORKING CAPITAL		
Acquisition of Pacific Petroleum Ltd. Net assets, at attributed values, less working capital acquired of \$47,838 (Note 2)	699,023	—
Cash held for investment in subsidiary (Note 13)	749,000	—
Increase in investments	16,746	11,807
Purchase of property, plant and equipment	219,236	166,958
Increase in deferred charges	11,322	9,940
Reduction of long-term debt	31,116	40,400
Preferred share issue expense of subsidiary	1,697	—
	<u>1,728,140</u>	<u>229,105</u>
INCREASE (DECREASE) IN WORKING CAPITAL	83,557	(14,721)
WORKING CAPITAL (DEFICIENCY) AT BEGINNING OF YEAR	(733)	13,988
WORKING CAPITAL (DEFICIENCY) AT END OF YEAR	<u>\$ 82,824</u>	<u>\$ (733)</u>

Notes to Consolidated Financial Statements

December 31, 1978

(tabular amounts shown in thousands of dollars)

1. Summary of Significant Accounting Policies

(a) Basis of Consolidation

The consolidated financial statements include the accounts of Petro-Canada ("the Corporation") and all subsidiaries, the principal of which are Petro-Canada Exploration Inc. and Pacific Petroleum Ltd.

The excess of the consideration paid for the shares of subsidiaries over the underlying net book values at the dates of acquisition has been attributed to the related assets acquired.

(b) Inventories

Inventories are valued at the lower of cost and net realizable value.

(c) Investments

The Corporation accounts for investments in companies over which it has significant influence on the equity basis. Other long-term investments are accounted for by the cost method.

(d) Property, Plant and Equipment

The Corporation follows the full cost method of accounting for oil and gas properties whereby all costs relating to the exploration for and development of oil and gas reserves are capitalized. Such costs include those related to lease acquisitions, geological and geophysical activities, carrying charges of non-producing properties, drilling both productive and non-productive wells and overhead related to exploration.

Separate cost centres have been established for non-frontier Canada, each of four Canadian frontier areas, United States, North Sea and Spain. Costs incurred in non-frontier Canada and Spain are depleted separately on the unit of production method based on estimated proven oil and gas reserves. For purposes of calculating depletion, natural gas production and reserves are converted to equivalent barrels of crude oil based on the relative energy content of each commodity. Annual costs incurred in the other cost centres are amortized on a straight line basis over the period during which exploration activity in each cost centre is expected to continue. Where exploration proves to be successful, amortization is suspended and the unamortized balance of the cost centre is depleted on the unit of production method when production commences. Where exploration proves to be unsuccessful and the cost centre is condemned or abandoned, the unamortized balance of that cost centre will be charged to earnings at that time.

Substantially all of the Corporation's exploration and production activities related to oil and gas are conducted jointly with others. Only the Corporation's proportionate interest in such activities is reflected in the financial statements.

Costs of property, plant and equipment associated with the Syncrude Project and related leases are accumulated in a separate cost centre and will be depleted on the unit of production method when production commences (Note 5). Expenditures on other bituminous sands leases are also accumulated in a separate cost centre and are amortized, depleted or otherwise charged to earnings in accordance with the policy described above for the Canadian frontier and foreign areas.

Depreciation of plant and equipment (except as noted above) is provided on either the unit of production or straight line methods as appropriate. Straight line depreciation rates range from 3% to 25%.

(e) Deferred Charges

The Corporation is deferring costs incurred on feasibility studies involving economic evaluation and preliminary engineering relating to:

- (a) Production of hydrocarbons from conventional heavy oil deposits
- (b) Polar Gas Project
- (c) Arctic Liquefied Natural Gas Project
- (d) Other — transportation and drilling related technologies.

When production or commercial activity of a particular project commences the applicable expenditures will be amortized based on the estimated useful life of the project. In the event that a decision is made not to proceed with a particular project, all associated costs will be charged to earnings at that time.

The costs of the Polar Gas Project relate to feasibility studies in connection with a gas transmission system from the Arctic Islands to Eastern Canada. Under the participation agreement, subject to the project's feasibility and approval by the necessary regulatory authorities, the participants shall be entitled to have the costs they have incurred treated as an equity investment in a company incorporated to construct and operate the transmission facilities, or be reimbursed out of any financing of such company.

Debt issue expense is being amortized on a straight line basis over the life of the debt.

(f) Research Costs

Research costs are charged against income as incurred.

(g) Income Taxes

The Corporation makes full provision for income taxes deferred as the result of claiming tax depreciation, exploration, development and other costs which exceed the related amounts charged to expense in the financial statements.

(h) Translation of Foreign Currency

Current assets, current liabilities and cash held for investment are translated at the rate of exchange in effect at the end of the year. The resulting gains and losses are included in earnings. Long term assets, liabilities and minority interest are translated at rates in effect at the dates the assets were acquired, the obligations incurred or the capital stock issued to the minority interest (Note 8). Revenue and expense items are translated at the average rates in effect during the year with the exception of depletion, depreciation and amortization which reflect rates in effect when the assets were acquired.

2. Acquisition of Subsidiary Company

Effective November 11, 1978, the Corporation, through a subsidiary, acquired 11,497,519 common shares of Pacific Petroleums Ltd. for a cash consideration of \$746,861,000 (including related expenses), representing 51.6% of the issued common shares of Pacific at December 31, 1978. The Corporation's consolidated earnings include its share of the earnings of Pacific from November 11, 1978. Details of the acquisition, which has been accounted for by the purchase method, are as follows:

Book value of acquired assets		\$ 908,164
Book value of assumed liabilities		<u>617,598</u>
		290,566
Excess of attributed value over book value of acquired net assets:		
Petroleum and natural gas properties	\$454,913	
Investment in Westcoast Transmission Company Limited	10,028	
Long-term debt	<u>(8,646)</u>	456,295
Cost of acquisition		<u><u>\$ 746,861</u></u>

The net assets acquired, at attributed values, consist of:

Investments		\$ 128,563
Property, plant and equipment		1,187,550
Deferred charges		5,145
Long-term debt		(137,793)
5% Convertible Subordinated Debentures		(25,004)
Deferred income taxes		(186,607)
Minority interest		(272,831)
		<u>\$ 699,023</u>
Working capital		
Current assets	\$126,256	
Current liabilities	(78,418)	47,838
		<u>\$746,861</u>

3. Investments

The Corporation's investments consist of:

	1978	1977
At equity		
Westcoast Transmission Company Limited	\$116,700	\$ —
Panarctic Oils Ltd.	108,553	91,807
Pacific Northern Gas Ltd.	1,996	—
Other, at cost	8,236	—
	<u>\$235,485</u>	<u>\$91,807</u>

Westcoast Transmission Company Limited

At December 31, 1978, Pacific (51.6% owned by the Corporation) held 11,116,845 shares, or 32.1% of the total outstanding shares of Westcoast Transmission Company Limited. Westcoast has 5,765,128 shares reserved for issuance to holders of convertible securities and share purchase warrants. If all of the reserved shares had been issued, Pacific's interest in Westcoast would have been reduced to 27.3%. Westcoast follows the taxes payable method of accounting for income taxes in accordance with generally accepted accounting principles prescribed for certain utilities.

If the tax allocation method were followed by Westcoast, equity in earnings of investments, net earnings, and retained earnings of the Corporation would be reduced by \$863,000 in 1978.

At December 31, 1978 the quoted market value of Pacific's investment in Westcoast was \$133,303,000.

Panarctic Oils Ltd.

During 1978, the Corporation subscribed to a further financing of Panarctic Oils Ltd., increasing its investment at December 31, 1978 to \$108,553,000. This additional investment maintained the Corporation's ownership of the issued common shares of Panarctic at approximately 45%. These shares are not traded on the open market and therefore do not have a quoted market value. The activities of Panarctic Oils Ltd. are in the exploratory stage and all expenses less sundry income have been capitalized; the company is deemed not to have earned a profit or sustained a loss. The Corporation is committed to expenditures of approximately \$14,000,000 in connection with the ongoing financing of Panarctic.

4. Property, Plant and Equipment

Property, plant and equipment consists of:

	1978			1977
	Cost	Accumulated Depreciation, Depletion and Amortization	Net	Net
Oil and gas				
Canada				
— non-frontier areas	\$1,418,247	\$51,340	\$1,366,907	\$373,619
— frontier areas	162,757	14,742	148,015	72,413
Foreign	40,671	1,458	39,213	425
Bituminous sands				
— Syncrude Project and related leases (Note 5) . . .	337,763	—	337,763	259,064
— Other bituminous sands leases and expenditures thereon	12,140	1,522	10,618	10,385
Refining and marketing	44,239	54	44,185	—
Natural gas liquids	85,898	209	85,689	—
Pipelines, and other property and equipment	56,217	1,363	54,854	2,940
	<u>\$2,157,932</u>	<u>\$70,688*</u>	<u>\$2,087,244</u>	<u>\$718,846</u>

*Consists of depreciation — \$7,248,000, depletion — \$45,718,000 and amortization — \$17,722,000 (at December 31, 1977 — \$3,346,000, \$23,990,000 and \$5,085,000 respectively).

5. Syncrude Project

The Corporation has a 15% participation in a project operated by Syncrude Canada Ltd. to produce synthetic crude oil from the Athabasca Oil Sands. The Corporation considers this project to be in the start-up phase as at December 31, 1978 and consequently start-up expenses, net of revenues are included in the capital cost of the project. Associated with the Syncrude Project are facilities which are not owned by the participants, consisting of a steam and electricity generating plant, a field gas supply pipeline and a pipeline to transport plant product to Edmonton. The Corporation, together with the other participants, has minimum usage commitments relating to these facilities.

Under the terms of an option agreement, which expires September 1, 1979, Alberta Energy Company Ltd. has the right to purchase up to 20% of the project from the participants by reimbursement of an amount based on the option percentage exercised.

6. Deferred Charges

Deferred charges consist of:

	1978	1977
At cost:		
Heavy oil projects	\$12,645	\$ 3,504
Polar Gas Project	12,062	10,887
Arctic Liquefied Natural Gas Project	4,950	2,000
Other	2,703	211
Unamortized debt expense	966	308
	<u>\$33,326</u>	<u>\$16,910</u>

7. Long-Term Debt

Long-term debt consists of:

	Maturity	1978	1977
In Canadian dollars			
Bank Income Debentures	1983	\$190,000	\$210,000
6-1/4% — 6-3/4% mortgages	1985	2,055	—
Other long-term debt, non-interest bearing	1987	3,600	4,000
In United States dollars			
9% unsecured notes (\$60,000,000 U.S.)	1996	65,161	—
8.45% unsecured notes (\$30,000,000 U.S.)	1987	33,717	—
5-1/4% unsecured notes (\$29,900,000 U.S.)	1985	33,926	—
5-3/4% — 6-1/4% mortgages (\$4,978,000 U.S.)	1988	5,686	—
6-1/2% secured notes (\$2,577,000 U.S.)	1982	2,971	—
		<u>337,116</u>	<u>214,000</u>
Less portion due within one year.		<u>36,839</u>	<u>20,400</u>
		<u>\$300,277</u>	<u>\$193,600</u>

Bank Income Debentures

The Bank Income Debentures are held by a Canadian chartered bank and bear interest at approximately 52% of the bank's prime lending rate as announced from time to time. No deduction is allowed under the Income Tax Act for interest expense relating to the Bank Income Debentures (Note 10).

While the Bank Income Debentures are not secured by any charge against the assets of the Corporation, there are certain restrictions with respect to the disposition or encumbrance of the investment by the Corporation in Petro-Canada Exploration Inc.

Long-term debt in United States dollars

Issues denominated in United States dollars are the obligations of Pacific and have been translated into Canadian dollars at the exchange rate in effect on November 11, 1978, the effective date on which the Corporation acquired control of Pacific.

Repayment of long-term debt

Annual repayments of the 9% and 8.45% unsecured notes will commence in 1981 and 1982 respectively. All the other issues are currently subject to annual repayments.

The minimum repayment of long-term debt in each of the next five years is as follows:

1979 — \$36,839,000, 1980 — \$46,887,000, 1981 — \$61,548,000, 1982 — \$66,325,000, 1983 — \$36,386,000.

8. Minority Interest in Subsidiaries

Minority interest in subsidiaries consists of:

	1978	1977
Preferred shares of Petro-Canada Exploration Inc. (\$1,250,000,000 U.S.)	\$1,464,375	\$ —
Common shares of Pacific Petroleum Ltd.	<u>279,790</u>	<u>—</u>
	<u>\$1,744,165</u>	<u>\$ —</u>

On November 10, 1978, Petro-Canada Exploration Inc. ("PEX") issued 12,500,000 floating rate, cumulative, redeemable, non-voting, preferred shares to a group of Canadian chartered banks at \$100 U.S. per share for an aggregate consideration of \$1,250,000,000 U.S. (\$1,464,375,000 Canadian at date of issue).

The shares are redeemable, at the option of PEX, at \$100 U.S. per share, plus accrued dividends, except to the extent that shares in excess of 3,125,000 are redeemed during the three years ending November 10, 1981, such excess shares are redeemable at a premium of \$2 U.S. per share.

Cumulative dividends, payable quarterly, are based on a percentage of, at the option of PEX, either the United States Base Rates, or the London Inter-Bank Offered Rates of the banks. The current dividend rate approximates 6.7% per annum.

Under the terms of an agreement between the banks and the Corporation, in the event that PEX does not exercise its option to redeem the shares over a ten year period beginning December 31, 1983, or in the event of certain occurrences under the provisions of the agreement, the banks have the option to require the Corporation to purchase the shares at \$100 U.S. per share, plus accrued dividends.

9. Capital

Authorized:

The initial authorized capital of the Corporation was \$500 million divided into 100 common shares of the par value of \$5 million each. This was increased to 116 common shares on the acquisition of the capital stock of Panarctic Oils Ltd. previously owned by the Government of Canada.

Pursuant to the Petro-Canada Act, and subject to certain conditions and limitations as to the aggregate amount, the authorized capital of the Corporation is increased by the issue of preferred shares. Accordingly, at any time, the authorized and issued preferred shares are identical. The preferred shares have a par value of \$1 each, are redeemable at par at the option of the Corporation, carry no stated rate of dividend and are non-cumulative.

Issued (to the Government of Canada):

	1978		1977	
	Number of Shares	Consideration	Number of Shares	Consideration
Common Shares				
Balance at beginning of year	56	\$280,000	45	\$225,000
For cash	32	160,000	11	55,000
Balance at end of year	<u>88</u>	<u>\$440,000</u>	<u>56</u>	<u>\$280,000</u>
Preferred Shares				
Balance at beginning of year	258,299,853	\$258,300	158,799,853	\$158,800
For cash	79,500,000	79,500	99,500,000	99,500
Balance at end of year	<u>337,799,853</u>	<u>\$337,800</u>	<u>258,299,853</u>	<u>\$258,300</u>

10. Income Taxes

The provision for income taxes of \$42,109,000 (1977 — \$20,898,000) differs from the result which would be obtained by applying the combined Canadian Federal and Provincial income tax rate of 47% to the earnings before income taxes and minority interest of \$76,495,000 (1977 — \$30,413,000). This difference results from the following items:

	1978		1977	
	Amount	% of earnings before income taxes	Amount	% of earnings before income taxes
Computed "expected" tax expense	\$ 35,953	47.0%	\$14,294	47.0%
Increase (decrease) in taxes resulting from:				
Royalties and other payments to				
Provincial Governments	37,342	48.8	25,311	83.2
Provincial income tax rebate plans	(5,408)	(7.1)	(4,463)	(14.7)
Federal allowances				
Resource allowance	(19,547)	(25.6)	(13,156)	(43.3)
Tax depletion on				
Canadian production income	(10,430)	(13.6)	(8,611)	(28.3)
Frontier exploration allowances	(4,093)	(5.3)	(2,568)	(8.4)
Scientific research allowance	(1,214)	(1.6)	—	—
Non-deductible interest on Bank				
Income Debentures (Note 7)	4,891	6.4	4,960	16.3
Amortization of excess of attributed				
value over book value of				
assets acquired on purchase of				
subsidiary companies	6,436	8.4	5,131	16.9
Equity earnings and dividends	(902)	(1.2)	—	—
Other	(919)	(1.2)	—	—
Provision for income taxes	<u>\$ 42,109</u>	<u>55.0%</u>	<u>\$20,898</u>	<u>68.7%</u>

11. Anti-Inflation Program

The Federal Anti-Inflation Program was discontinued during 1978. During the period the program was in force, the Corporation was subject to and complied with the controls on profit margins and compensation to employees.

12. Comparative Figures

Certain reclassifications have been made to the 1977 comparative figures to conform with the current year's presentation.

13. Subsequent Events

(a) 5% Convertible Subordinated Debentures

On December 18, 1978 Pacific called for the redemption, effective January 17, 1979, of all of the outstanding 5% Convertible Subordinated Debentures. Subsequent to December 31, 1978 \$24,566,000 principal amount of the debentures was converted, at the rate of 26 shares per \$1,000 principal amount, into 638,716 common shares of Pacific and the balance was redeemed.

(b) Acquisition of shares of Pacific

On January 19, 1979 the Corporation, through a subsidiary, made a tender offer to purchase for cash at \$65.02 per share, any and all of the outstanding common shares of Pacific not already held by the Corporation. The offer, as extended, was open until March 12, 1979. By March 15, 1979 the Corporation had acquired approximately 11,000,000 additional shares of Pacific at a cost of \$720,000,000 bringing its total holding to 98% of the issued shares for an aggregate consideration of \$1,467,000,000.

Substantially all of the funds for the above purchases were obtained from the proceeds of the preferred shares issued by PEX (Note 8). The Corporation proposes to acquire the remaining 2.0% of the issued shares of Pacific under the provisions of Section 199 of the Canada Business Corporations Act for an estimated additional consideration of \$29,000,000.

10. Impôts sur le revenu

La provision pour impôts sur le revenu de \$42 109 000 (1977 - \$20 898 000) diffère du résultat que l'on obtiendrait si l'on appliquait le taux d'imposition de 47% alliant l'impôt fédéral et l'impôt provincial au bénéfice de \$76 495 000 (1977 - \$30 413 000) avant impôts sur le revenu et intérêt minoritaire. Cette différence provient des éléments suivants :

	1978	1977
Calcul de la dépense d'impôt "prévue",	\$35 953	\$14 294
Augmentation (diminution) des impôts résultant de :		
Redevances et autres paiements à des gouvernements provinciaux	37 342	25 311
Programmes de rabais provinciaux d'impôt sur le revenu	(5 408)	(4 463)
Déductions fédérales	(19 547)	(13 156)
Déduction en matière de ressources	(10 430)	(8 611)
de la production canadienne	(13,6)	(28,3)
Déduction fédérale au titre de l'exploration en régions éloignées	(4 093)	(2 568)
Déduction pour la recherche scientifique	(1 214)	(8,4)
Intérêt non déductible sur les Detentes bancaires à intérêt conditionnel (Note 7)	4 891	4 960
Amortissement de l'excédent de la valeur attribuée sur la valeur comptable de l'actif acquis lors de l'achat de filiales	6 436	5 131
Bénéfice sur l'avoir et dividendes	(902)	16,9
Autres	(919)	—
Provision pour impôts sur le revenu	\$42 109	\$20 898
	55,0%	68,7%
Pourcentage du bénéfice avant les impôts		
	47,0%	47,0%

13. Événements subséquents

Certaines reclassifications ont été apportées aux chiffres correspondants de 1977 afin de se conformer à la présentation de l'exercice courant.

12. Chiffres correspondants

Le programme anti-inflation fédéral a été mis à terme au cours de 1978. Au cours de la période où le programme était en vigueur, la Société y était assujettie et s'est conformée aux contrôles sur les marges de profits et sur la rémunération des employés.

- (a) Débentures subordonnées, 5%, convertibles
- Le 18 décembre 1978, Pacific a appelé pour rachat, effectif le 17 janvier 1979, toutes les débentures subordonnées, 5%, convertibles en circulation. Après le 31 décembre 1978, un montant de \$24 566 000, valeur nominale, des débentures a été converti, à raison de 26 actions par \$1000 valeur nominale, en 638 716 actions ordinaires de Pacific et le solde a été racheté.
- (b) Acquisition des actions de Pacific
- Le 19 janvier 1979, la Société, par l'intermédiaire d'une filiale, a présenté une offre d'achat en espèces à \$65,02 par action, pour toutes les actions ordinaires en circulation de Pacific qui n'étaient pas déjà détenues par la Société. L'offre, telle que prolongée, demeurerait en vigueur jusqu'au 12 mars 1979. Le 15 mars 1979, la Société avait acquis environ 11 000 000 d'actions supplémentaires de Pacific au coût de \$720 000 000 portant ainsi son avoir total à 98% des actions émises pour une considération globale de \$1 467 000 000.
- La plupart des fonds pour les achats mentionnés ci-dessus ont été obtenus par le produit des actions privilégiées émises par PEX (Note 8). La Société se propose d'acquiescer les 2% restants du capital-actions émis de Pacific en vertu des dispositions de l'article 199 de la Loi sur les sociétés commerciales canadiennes pour une considération additionnelle estimative de \$29 000 000.

9.

Capital

Autorisé:

Le capital initial autorisé de la Société était de \$500 millions répartis en 100 actions ordinaires d'une valeur nominale de \$5 millions chacune. Ce capital initial fut porté à 116 actions ordinaires à l'acquisition du capital-actions de Panarctic Oils Ltd., antérieurement détenu par le Gouvernement du Canada.

En vertu de la loi créant Petro-Canada et sous réserve de certaines conditions et limites quant au montant global, le capital autorisé de la Société est augmenté par l'émission d'actions privilégiées. Par conséquent, les actions privilégiées autorisées et émises représentent un montant identique en tout temps. Ces actions privilégiées ont une valeur au pair de \$1 chacune, sont rachetables au pair au gré de la Société, ne comportent aucun taux déclaré de dividende et ce dividende n'est pas cumulatif.

Émis (au Gouvernement du Canada):

	1978		1977	
	Nombre d'actions	Montant	Nombre d'actions	Montant
Actions ordinaires				
Solde au début de l'exercice	56	\$280 000	45	\$225 000
Au comptant	32	160 000	11	55 000
Solde à la fin de l'exercice	88	\$440 000	56	\$280 000
Actions privilégiées				
Solde au début de l'exercice	258 299 853	\$258 300	158 799 853	\$158 800
Au comptant	79 500 000	79 500	99 500 000	99 500
Solde à la fin de l'exercice	337 799 853	\$337 800	258 299 853	\$258 300

actuel est d'environ 6,7% par an.

Les dividendes cumulatifs, payables trimestriellement, sont basés sur le pourcentage, au gré de PEX, soit des taux de base des États-Unis, soit des taux LIBO (London Inter-Bank Offered Rates) des banques. Le taux de dividende

En vertu des conditions d'une entente entre les banques et la Société, si PEX n'exerce pas son droit d'achat des actions sur une période de dix ans commençant le 31 décembre 1983 ou si certains événements ont lieu en vertu des dispositions de l'entente, les banques ont le droit d'exiger que la Société achète les actions à \$100 US plus les dividendes courus.

Les actions sont rachetables, au gré de PEX, à \$100 US par action, plus les dividendes accumulés, sauf dans la mesure où les actions en excès de 3 125 000 sont rachetées au cours de trois exercices se terminant le 10 novembre 1981, ces actions excédentaires sont rachetables à une prime de \$2 US par action.

7.

Dette à long terme

La dette à long terme comporte :

En dollars canadiens		Échéance	
		1978	1977
Moins le capital échéant d'ici un an			
En dollars américains			
Autre dette à long terme, ne portant pas intérêt		1987	3 600
Hypothèques 6¼% - 6¾%		1985	2 055
Débiteures bancaires à intérêt conditionnel		1983	\$190 000
			\$210 000
			4 000
En dollars américains			
Billets non garantis 9% (\$60 000 000 US)		1996	65 161
Billets non garantis 8,45% (\$30 000 000 US)		1987	33 717
Billets non garantis 5¼% (\$29 900 000 US)		1985	33 926
Hypothèque 5¾% - 6¼% (\$4 978 000 US)		1988	5 686
Billets garantis 6½% (\$2 577 000 US)		1982	2 971
			337 116
			36 839
			\$300 277
			214 000
			20 400
			\$193 600

Débiteures bancaires à intérêt conditionnel

Les Débiteures bancaires à intérêt conditionnel sont détenues par une banque à charte canadienne et portent intérêt à environ 52% du taux d'intérêt préférentiel de cette banque, tel que déclaré de temps à autre. Selon la Loi de l'impôt sur le revenu, aucune déduction n'est admise pour le coût de l'intérêt relié aux Débiteures bancaires à intérêt conditionnel (Note 10).

Bien que les Débiteures bancaires à intérêt conditionnel ne soient pas garanties par quelque lien que ce soit sur l'actif de la Société, il existe tout de même certaines restrictions quant à la possibilité d'aliéner ou d'engager le placement que la Société possède dans Petro-Canada Exploration Inc.

Dette à long terme en dollars américains

Les valeurs émises en dollars américains représentent les obligations de Pacific et ont été converties en dollars canadiens au taux de change en vigueur le 11 novembre 1978, date où la Société a effectivement acquis le contrôle de Pacific.

Remboursement de la dette à long terme

Les remboursements annuels des billets non garantis 9% et 8,45% commenceront en 1981 et 1982 respectivement. Toutes les autres valeurs sont présentement sujettes aux remboursements annuels.

Le remboursement minimum de la dette à long terme au cours de chacun des cinq prochains exercices est

comme suit :

1979 - \$36 839 000; 1980 - \$46 887 000; 1981 - \$61 548 000; 1982 - \$66 325 000; 1983 - \$36 386 000.

8.

Intérêt minoritaire dans les filiales

L'intérêt minoritaire dans les filiales comprend :

	1978	1977
Actions privilégiées de Petro-Canada Exploration Inc.	\$1 464 375	\$ —
Actions ordinaires de Pacific Petroleum Ltd.	279 790	—
	\$1 744 165	—

Le 10 novembre 1978, Petro-Canada Exploration Inc. ("PEX") a émis 12 500 000 actions privilégiées à taux flottant, dividende cumulatif, rachetables, sans droit de vote, à un groupe de banques à charte canadiennes à \$100 US par action pour une considération globale de \$1 250 000 000 US (\$1 464 375 000 CAN à la date de l'émission).

4. Immobilisations

Les immobilisations comprennent:

	1978	1977
Amortissement et épuisement accumulés	Coût	Net
Territoires gazeifères et pétrolières		
Canada		
— hors des régions éloignées	\$1 418 247	\$51 340
— régions éloignées	162 757	14 742
À l'étranger	40 671	1 458
Sables bitumineux		
— Projet Syncrude et concessions afférentes (Note 5)	337 763	—
— Autres concessions de ce secteur et dépenses s'y rapportant	12 140	1 522
Raffinage et mise en marche	44 239	54
Dérivés liquides du gaz naturel	85 898	209
Pipe-lines et autres immobilisations	56 217	1 363
	\$2 157 932	\$70 688*
		\$2 087 244
		\$718 846
		2 940
		—
		—
		10 385
		10 618
		44 185
		85 689
		54 854
		259 064
		337 763
		39 213
		148 015
		\$1 366 907
		\$373 619
		72 413
		425

*composé d'amortissement corporel — \$7 248 000 d'épuisement — \$45 718 000 et d'amortissement incorporel — \$17 722 000 (au 31 décembre 1977 - \$3 346 000, \$23 990 000 et \$5 085 000 respectivement).

5. Projet Syncrude

La Société détient un intérêt de 15 pour cent dans un projet exploité par Syncrude Canada Ltd, qui a pour but de produire du pétrole brut synthétique à partir des sables bitumineux de l'Athabasca. La Société considère que ce projet est à l'étape de mise en oeuvre au 31 décembre 1978 et par conséquent les frais de mise en oeuvre, moins les revenus, sont inclus dans le coût en capital du projet. Les installations, qui ne sont pas détenues par les participants, associées au projet Syncrude consistent en une usine génératrice d'électricité et de vapeur, un pipeline de gaz combustible et un pipeline pour transporter le produit de l'usine à Edmonton. La Société et les autres participants ont des ententes d'utilisation minimale portant sur ces installations.

En vertu des termes d'une entente d'option qui échoit le 1^{er} septembre 1979, Alberta Energy Company Ltd, a le droit d'acheter jusqu'à 20 pour cent du projet des participants par le remboursement d'un montant basé sur le pourcentage d'options exercées.

6. Charges reportées

Les charges reportées comportent:

1978	1977
Au prix coûtant:	
Projet Pétrole lourd	\$12 645
Projet Gaz polaire	12 062
Projet Gaz naturel liquéfié de l'Arctique	4 950
Autres	2 703
Frais non amortis d'émission de dette	966
	\$33 326
	\$16 910
	308
	211
	2 000
	10 887
	\$ 3 504
	1977

L'actif net acquis, aux valeurs attribuées, comprend :

Placements.....		\$ 128 563
Immobilisations		1 187 550
Charges reportées		5 145
Dettes à long terme		(137 793)
Débitures subordonnées, 5%, convertibles		(25 004)
Impôts sur le revenu reportés		(186 607)
Intérêt minoritaire		(272 831)
Fonds de roulement		699 023
Actif à court terme	\$126 256	
Passif à court terme	(78 418)	47 838
		<u>\$ 746 861</u>

3. Placements

Les placements de la Société comprennent :

À la valeur comptable		
Westcoast Transmission Company Limited	\$116 700	\$ —
Panarctic Oils Ltd.	108 553	91 807
Pacific Northern Gas Ltd.	1 996	—
Autres, au coût.	8 236	—
	<u>\$235 485</u>	<u>\$91 807</u>

Westcoast Transmission Company Limited

Au 31 décembre 1978, Pacific (détenue à 51,6% par la Société) détenait 11 116 845 actions, soit 32,1% du total des actions en circulation de Westcoast Transmission Company Limited. Westcoast a 5 765 128 actions en réserve pour émission aux détenteurs de valeurs convertibles et de droits d'achat d'actions. Si toutes les actions réservées avaient été émises, l'intérêt de Pacific dans Westcoast aurait été réduit à 27,3%. Westcoast suit la méthode de comptabilisation des impôts à payer pour les impôts sur le revenu conformément aux principes comptables généralement reconnus prescrits pour certains services d'utilité publique.

Si Westcoast avait suivi la méthode du report d'impôt, l'intérêt de la Société dans le bénéfice des placements, le bénéfice net et les bénéfices non répartis aurait été réduit de \$863 000 en 1978.

Au 31 décembre 1978, la valeur à la cote du placement de Pacific dans Westcoast était de \$133 303 000.

Panarctic Oils Ltd.

Au cours de 1978, la Société a souscrit du financement additionnel dans Panarctic Oils Ltd., ce qui a augmenté son placement au 31 décembre 1978 à \$108 553 000. Ce placement additionnel a maintenu la participation de la Société dans les actions ordinaires émises de Panarctic Oils Ltd. à environ 45%. Ces actions ne sont pas transférées sur le marché libre et, par conséquent, elles n'ont pas de valeur à la cote. Les activités de Panarctic Oils Ltd. en sont à l'étape exploratoire et tous les frais moins le revenu divers ont été capitalisés; la compagnie est censée ne pas avoir gagné de profit ou supporté de perte. La Société s'est engagée à dépenser environ \$14 000 000 relativement au financement permanent de Panarctic.

(e) Charges reportées
La Société reporte les coûts encourus sur les études de faisabilité reliées aux évaluations économiques et à l'ingénierie préliminaire relativement :

(a) à la production d'hydrocarbures provenant de gisements de pétrole lourd classique

(b) au projet Gaz polaire

(c) au projet Gaz naturel liquéfié de l'Arctique

(d) à d'autres activités — transport et technologie relative au forage.

Lorsque la production ou l'activité commerciale d'un projet particulier commencera, les dépenses connexes seront amorties selon la vie utile estimative du projet. Advenant que l'on décide de ne pas procéder avec un projet particulier, tous les coûts connexes seront alors imputés au bénéfice.

Les coûts du projet "Gaz polaire" ont trait aux études de faisabilité reliées à un gazoduc des îles de l'Arctique vers l'Est du pays. Selon l'accord de participation, les participants pourront considérer les coûts encourus comme un placement de participation dans une compagnie constituée pour construire et exploiter le gazoduc, ou être remboursés à même le financement de cette compagnie, le tout étant sujet à la possibilité de réaliser le projet et à l'approbation des organismes de réglementation.

Les frais d'émission de dette sont amortis selon la méthode linéaire sur la durée de la dette.

(f) Frais de recherche

Les frais de recherche sont imputés au revenu lorsque engagés.

(g) Impôts sur le revenu

La Société fait toutes les provisions requises pour les impôts sur le revenu reportés du fait qu'elle réclame pour fins d'impôt un amortissement, des coûts d'exploration et d'exploitation et d'autres coûts qui dépassent les montants imputés aux frais dans les états financiers.

(h) Conversion des devises étrangères

L'actif à court terme, passif à court terme et l'encaisse détenue pour placements sont convertis au taux de change en vigueur à la fin de l'exercice. Le gain ou la perte qui en résulte est inclus au bénéfice. L'actif à long terme, le passif et l'intérêt minoritaire sont convertis aux taux en vigueur aux dates où l'actif a été acquis, l'obligation encourue ou le capital-actions émis à l'intérêt minoritaire (Note 8). Les postes de revenus et de frais sont convertis aux taux moyens en vigueur durant l'exercice à l'exception de l'épuisement et de l'amortissement, corporel et incorporel, qui reflètent les taux en vigueur lorsque l'actif a été acquis.

2. Acquisition d'une filiale

Le 11 novembre 1978, la Société a acquis, par l'entremise d'une filiale, 11 497 519 actions ordinaires de Pacific Petroleum Ltd. pour une considération en espèces de \$746 861 000 (y compris les frais connexes), ce qui représente 51,6% des actions ordinaires émises de Pacific à partir du 31 décembre 1978. Les résultats consolidés de la Société comprennent sa part du bénéfice de Pacific à partir du 11 novembre 1978. Voici les détails de l'acquisition qui a été comptabilisée selon la méthode de l'achat pur et simple :

Valeur comptable de l'actif acquis	
Valeur comptable du passif assumé	\$ 908 164
	617 598
	290 566
Excédent de la valeur attribuée sur la valeur comptable de l'actif acquis :	
Propriétés pétrolières et de gaz naturel	\$454 913
PlACEMENT dans Westcoast Transmission Company Limited	10 028
Dette à long terme	(8 646)
	456 295
Coût de l'acquisition	\$ 746 861

Notes des états financiers consolidés

31 décembre 1978

(les montants dans les tableaux sont indiqués en milliers de dollars)

1. Résumé des principales pratiques comptables

- (a) Principe de consolidation
- Les états financiers consolidés comprennent les comptes de Petro-Canada (la "Société") et de toutes ses filiales dont les principales sont Petro-Canada Exploration Inc. et Pacific Petroleum Ltd.
- L'excédent de la considération versée pour les actions des filiales sur les valeurs comptables nettes sous-jacentes aux dates d'acquisition a été réparti à l'actif connexe acquis.
- (b) Stocks
- Les stocks sont évalués au coût ou à la valeur de réalisation nette, selon le moins élevé des deux.
- (c) Placements
- La Société comptabilise ses placements dans les sociétés sur lesquelles elle exerce une influence prépondérante selon la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation. Les autres placements à long terme sont comptabilisés à la valeur d'acquisition.
- (d) Immobilisations

La Société a adopté, pour ses propriétés pétrolières et gazières, la méthode de comptabilité couvrant tous les coûts selon laquelle tous les coûts se rapportant à l'exploration et à l'exploitation de ces réserves pétrolières et gazières sont capitalisés. Ces coûts incluent les frais d'acquisition des concessions, les dépenses se rapportant aux travaux de géologie et de géophysique, les frais de possession sur les territoires non exploités, les coûts de forage tant des puits productifs que des puits improductifs et les frais généraux ayant trait à l'exploration.

On a établi des centres de coûts séparés pour les régions du Canada autres que les régions éloignées, pour chacune des quatre régions éloignées du Canada, pour les États-Unis, la mer du Nord et l'Espagne. Les coûts encourus dans les régions du Canada autres que les régions éloignées et en Espagne sont amortis séparément selon la méthode de l'amortissement proportionnel à l'utilisation basée sur les estimations de réserves pétrolières et gazières prouvées. Pour des fins de calcul de l'épuisement, on convertit la production et les réserves de gaz naturel en quantités équivalentes de barils de pétrole brut en se basant sur le contenu relatif d'énergie de chaque produit. Les coûts annuels encourus dans les autres centres séparés sont amortis selon la méthode linéaire durant la période au cours de laquelle on prévoit poursuivre les travaux d'exploration dans chaque région. Là où l'exploration se révèle fructueuse, l'amortissement linéaire cessera et le solde non amorti du centre des coûts sera réparti selon la méthode de l'amortissement proportionnel à l'utilisation lorsque débutera la production. Là où les résultats de l'exploration se seront avérés négatifs et où le centre des coûts aura été abandonné ou condamné, le solde non amorti de cette source de coûts sera alors imputé au bénéfice.

La plupart des activités d'exploration et de production de la Société relatives au pétrole et au gaz sont exploitées conjointement avec d'autres parties. Les états financiers ne tiennent compte que de l'intérêt proportionnel de la Société dans ces activités.

Les coûts des immobilisations se rapportant au Projet Synchrude et aux concessions connexes sont accumulés dans un centre de coûts distinct et seront amortis selon la méthode de l'amortissement proportionnel à l'utilisation lorsque débutera la production (Note 5). Les dépenses se rapportant aux autres concessions pour les sables bitumineux sont aussi accumulées dans un centre de coûts distinct et sont amorties, réparties ou autrement imputées au bénéfice selon la politique énoncée ci-dessus pour les régions éloignées du Canada et les régions étrangères.

L'amortissement des immobilisations (sauf comme il est noté ci-dessus) se fait selon la méthode de l'amortissement proportionnel à l'utilisation ou selon la méthode de l'amortissement linéaire selon le cas. L'amortissement linéaire varie de 3% à 25%.

État consolidé de l'évolution de la situation financière

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 1978

(en milliers de dollars)

1978	1977	
13 740 \$	9 515 \$	Bénéfice net de l'exercice.....
85 792	46 369	Charges n'impliquant pas de déboursés
99 532	55 884	Fonds de roulement provenant de l'exploitation
1 464 375	—	Produit de l'émission d'actions privilégiées
239 500	154 500	Produit de l'émission d'actions.....
8 290	4 000	Produit de l'émission de dette à long terme
1 811 697	214 384	Revenu reporté provenant du gaz naturel
		UTILISATION DU FONDS DE ROULEMENT
		Acquisition de Pacific Petroleum Ltd.
		Actif net, aux valeurs attribuées,
		moins le fonds de roulement acquis
699 023	—	de \$47 838 (Note 2)
749 000	—	Encaisse détenue pour le placement
		dans une filiale (Note 13)
16 746	11 807	Augmentation des placements
219 236	166 958	Acquisition d'immobilisations
11 322	9 940	Augmentation des charges reportées
31 116	40 400	Réduction de la dette à long terme
1 697	—	Frais d'émission d'actions privilégiées
1 728 140	229 105	d'une filiale
		AUGMENTATION (DIMINUTION) DU FONDS
		DE ROULEMENT
83 557	(14 721)	FONDS DE ROULEMENT (NÉGATIF) AU DÉBUT
(733)	13 988	DE L'EXERCICE
		FONDS DE ROULEMENT (NÉGATIF) À LA FIN
82 824 \$	733 \$	DE L'EXERCICE.....

État consolidé des résultats et des bénéfices non répartis

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 1978

(en milliers de dollars)

1978	1977
(Note 2)	
REVENUS	
Exploitation	\$174 344
Intérêt	20 926
Gain sur le change étranger	8 046
Participation au bénéfice des sociétés affiliées	1 779
	205 095
FRAIS	
Exploitation	53 763
Frais généraux et d'administration	23 196
Intérêt sur la dette à long terme	11 289
Autre intérêt	1 839
Amortissement et épuisement	38 388
Recherche	125
	128 600
BÉNÉFICE AVANT LES IMPÔTS SUR LE REVENU ET L'INTÉRÊT MINORITAIRE	76 495
PROVISION POUR LES IMPÔTS SUR LE REVENU (Note 10)	
Reportés	38 763
Exigibles	3 346
	42 109
BÉNÉFICE AVANT L'INTÉRÊT MINORITAIRE	34 386
INTÉRÊT MINORITAIRE DANS LES FILIALES	20 646
BÉNÉFICE NET DE L'EXERCICE	13 740
BÉNÉFICES NON RÉPARTIS AU DÉBUT DE L'EXERCICE	12 848
FRAIS D'ÉMISSION D'ACTIONN PRIVILÉGIÉES	
D'UNE FILIALE	1 697
BÉNÉFICES NON RÉPARTIS À LA FIN DE L'EXERCICE	\$ 24 891
	12 848
	—
	9 515
	20 898
	9 515
	—
	3 333
	12 848
	26 588
	1 697
	\$ 24 891
	—
	\$12 848

Passif

PASSIF À COURT TERME

1978	1977
------	------

Comptes-fournisseurs et frais courus.....

\$ 124 195

\$ 31 466

Portion de la dette à long terme échéant d'ici un an.....

36 839

20 400

161 034

51 866

300 277

193 600

8 290

—

307 452

82 082

25 004

—

1 744 165

—

INTÉRÊT MINORITAIRE DANS LES FILIALES (Note 8)

DÉBENTURES SUBORDONNÉES, 5%, CONVERTIBLES (Note 13)

IMPÔTS SUR LE REVENU REPORTÉS.....

REVENU REPORTÉ PROVENANT DU GAZ NATUREL

DETTE À LONG TERME (Note 7).....

Avoir de l'actionnaire

CAPITAL (Note 9)

Actions privilégiées.....

337 800

258 300

Actions ordinaires.....

440 000

280 000

777 800

538 300

BÉNÉFICES NON RÉPARTIS.....

24 891

12 848

802 691

551 148

ENGAGEMENT (Note 8)

\$ 3 348 913

\$ 878 696

Bilan consolidé

au 31 décembre 1978

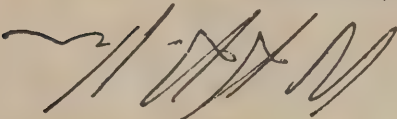
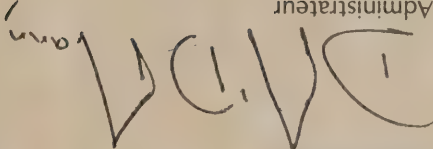
(en milliers de dollars)

Actif

ACTIF À COURT TERME

Encaisse et dépôts à court terme	\$ 76 471	\$ 21 453
Comptes-clients	127 984	24 088
Stocks	38 171	4 009
Dépôts et frais payés d'avance	1 232	1 583
ENCAISSE DÉTENU POUR PLACEMENT (Note 13)	243 858	51 133
PLACEMENTS (Note 3)	235 485	91 807
IMMOBILISATIONS, net (Note 4)	2 087 244	718 846
CHARGES REPORTÉES (Note 6)	33 326	16 910

Approuvé au nom du Conseil d'administration


Administrateur

Administrateur

le 15 mars 1979

\$3 348 913

\$878 696

1978

1977

PEAT, MARWICK, MITCHELL & CIE
COMPTABLES AGRÉÉS

À l'honorable Alastair W. Gillespie, C.P., député
Ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources
Chambre des Communes
Ottawa, Canada

Nous avons vérifié le bilan consolidé de Petro-Canada au 31 décembre 1978 ainsi que les états consolidés des résultats et des bénéfices non répartis et de l'évolution de la situation financière de l'exercice terminé à cette date. Notre vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues et a comporté par conséquent les sondages et autres procédés que nous avons jugés nécessaires dans les circonstances.

À notre avis, ces états financiers présentent la situation financière de la Société au 31 décembre 1978 ainsi que les résultats de son exploitation et l'évolution de sa situation financière pour l'exercice terminé à cette date, selon les principes comptables généralement reconnus, appliqués de la même manière qu'au cours de l'exercice précédent.

Nous estimons également, en vertu de l'article 77 (1) de la Loi sur l'administration financière, qu'à notre avis, la Société a tenu les livres de comptabilité appropriés et que les opérations de la Société venues à notre connaissance étaient de la compétence de la Société.

Calgary, Canada
le 15 mars 1979

Peat, Marwick, Mitchell & Cie

Comptables agréés

Revue financière

Les résultats financiers de Petro-Canada pour l'année 1978 reflètent sa croissance considérable, particulièrement par suite de l'achat en novembre du contrôle de Pacific Petroleum Ltd. Le 31 décembre 1978, la Société détenait 51,6 pour cent des actions ordinaires de Pacific achetées au coût de \$746,9 millions et acquérait subseqüemment toutes les actions restantes; la considération totale atteignait ainsi \$1 496 millions.

Les fonds qui ont servi à l'achat de Pacific provenaient principalement d'une émission d'actions privilégiées au montant de \$1 250 millions US par la filiale de la Société, Petro-Canada Exploration Inc. ("PEX"), à un groupe de banques à charte canadiennes. Les actions, qui sont rachetables au gré de PEX, prévoient le paiement de dividendes trimestriels basés au gré de PEX sur le pourcentage soit des taux de base des États-Unis, soit des taux LIBO (London Inter-Bank Offered Rates) des banques. Le taux de dividende actuel est d'environ 6,3 pour cent par an.

Les résultats financiers de la Société incluent ceux de Pacific Petroleum Ltd. depuis le 11 novembre 1978, date d'entrée en vigueur de l'acquisition. Les revenus de \$174,3 millions provenant de l'exploitation incluent \$70 millions engendrés par Pacific durant la période de contrôle. Si l'on déduit la contribution de Pacific des revenus provenant de l'exploitation, les \$104,3 millions qui restent provenant de l'exploitation de Petro-Canada se comparent avec les \$88,7 millions pour 1977, soit une hausse de 17 pour cent. Cette hausse est entièrement due aux prix plus élevés du pétrole et du gaz. Les revenus de l'intérêt de \$20,9 millions et un gain de \$8,1 millions sur le change étranger proviennent principalement de l'investissement et de la conversion en devises canadiennes des fonds excédentaires temporaires obtenus par l'émission d'actions privilégiées mentionnée plus tôt. Un revenu additionnel de \$1,8 million de l'avoir de Pacific au bénéfice net de sa filiale, Westcoast Transmission Company Limited, a donné un total de \$205,1 millions comme revenus consolidés de Petro-Canada, soit une augmentation de \$12,4 millions par rapport à 1977.

Le bénéfice avant les impôts sur le revenu et l'intérêt minoritaire était de \$76,5 millions, comparativement avec celui de \$30,4 millions pour 1977. Une provision de \$42,1 millions pour les impôts sur le revenu reportés et exigibles a donné un bénéfice consolidé de \$34,4 millions avant l'intérêt minoritaire qui inclut un bénéfice net de Pacific de \$14,4 millions du 11 novembre 1978 au 31 décembre 1978. Sept millions de dollars du bénéfice net de Pacific ont été réservés pour les détenteurs d'actions que ne possédait pas Petro-Canada (48,4 pour cent). L'intérêt minoritaire, plus le paiement d'un dividende de \$13,6 millions sur les actions privilégiées de PEX, ont donné un intérêt minoritaire total de \$20,6 millions, soit un

bénéfice net de \$13,7 millions pour l'année. Ce chiffre se compare avec \$9,5 millions pour 1977 et il représente une augmentation de 44 pour cent.

Des fonds de \$99,5 millions ont été obtenus par l'exploitation, en comparaison de \$55,9 millions en 1977. De plus, la vente des actions privilégiées par PEX a engendré \$1 464,4 millions. Petro-Canada a émis des actions au Gouvernement du Canada au montant de \$239,5 millions et on a reçu \$8,3 millions en revenu reporté provenant du gaz naturel déjà payé mais non pris, ce qui a donné un total de \$1 811,7 millions à la provenance du fonds de roulement. Ce fonds a été utilisé comme suit:

Acquisition de 51,6% de Pacific Petroleum Ltd.	
(actif net moins le fonds de roulement de \$47,8 millions)	\$ 699,0
Fonds détenus pour compléter l'achat de Pacific.	749,0
Exploration et exploitation du pétrole et du gaz.	140,6
Pacific Oil Ltd.	16,7
Projet Synchrude.	78,7
Gaz polaire, pétrole lourd, GNL de l'Arctique et autres études sur la faisabilité de projets (charges reportées).	11,3
Réduction de la dette à long terme	31,1
Frais d'émission d'actions (PEX)	1,7
Augmentation du fonds de roulement	83,6
	<hr/> \$1 811,7

Au 31 décembre 1978, l'actif consolidé totalisait \$3 348,9 millions, comparativement avec \$878,7 millions à la fin de l'année précédente. L'augmentation principale provient de l'inclusion de 100 pour cent de l'avoir de Pacific à son coût historique, plus l'excédent de la somme payée en considération pour les actions de Pacific au-delà de leur valeur comptable. Contribuent également à la hausse de l'avoir net consolidé les \$749 millions détenus au 31 décembre 1978 pour compléter l'acquisition de Pacific. L'actif consolidé consiste en actif à court terme de \$243,9 millions; encaisse de \$749 millions pour l'achat de Pacific; placements de \$235,5 millions (principalement Westcoast Transmission Company Limited et Panarctic Oils Ltd.); \$2 087,2 millions pour immobilisations et \$33,3 millions pour charges reportées.

La déduction du passif à court terme, des impôts sur le revenu reportés et de l'intérêt minoritaire dans les filiales, totalisant \$2 546,2 millions, donne un avoir de l'actionnaire de \$802,7 millions au 31 décembre 1978, soit une hausse de \$251,6 millions sur le solde au 31 décembre 1977. Le fonds de roulement au 31 décembre 1978 était de \$82,8 millions, comparativement au fonds de roulement négatif de \$0,7 millions au 31 décembre 1977.

RÉSERVES

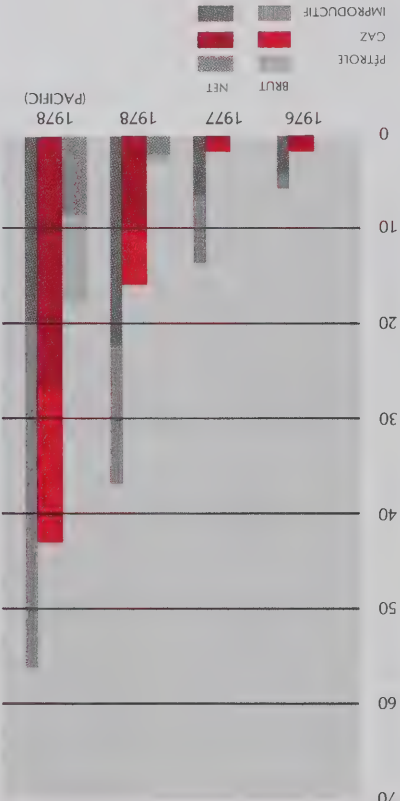
GAZ NATUREL

(en milliards de pieds cubes)

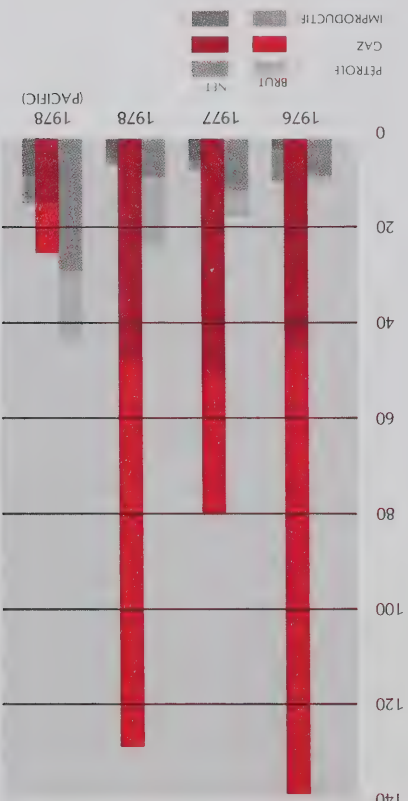


PUITS FORÉS

EXPLORATION



EXPLOITATION ET PRODUCTION



Autres activités

Petro-Canada acquiert un intérêt de 10 pour cent dans le pipe-line Cochin, un pipe-line de 3 000 kilomètres pour le transport des dérivés liquides du gaz naturel d'Edmonton à Sarnia. Le réseau complet en 1978 à un coût total de \$320 millions a commencé les livraisons d'éthane, d'éthylène et de propane en 1978 vers les marchés de l'est du Canada et des États-Unis. La capacité totale du pipe-line de 85 000 barils par jour devrait être atteinte à la fin de 1979.

La Société acquiert également, par son acquisition de Pacific, un intérêt de 32 pour cent dans Westcoast

Raffinage et marketing

Transmission Co. Ltd., l'importante société qui collecte et transmet le gaz naturel en Colombie-Britannique. À Empress, en Alberta, la Société a acquis une importante usine de dérivés liquides du gaz naturel, qui produit présentement environ 14 800 barils par jour de propane, de butane et d'essence naturelle. On agrandit l'usine à l'heure actuelle afin de permettre une production additionnelle de 27 000 barils d'éthane par jour.

La Société aura une petite raffinerie d'une capacité de production de 15 400 barils par jour de pétrole brut et de condensat à Taylor, en Colombie-Britannique, et 426 débouchés de détail et de débouchés en gros de commercialisation s'étendant de l'île de Vancouver à Thunder Bay, en Ontario.

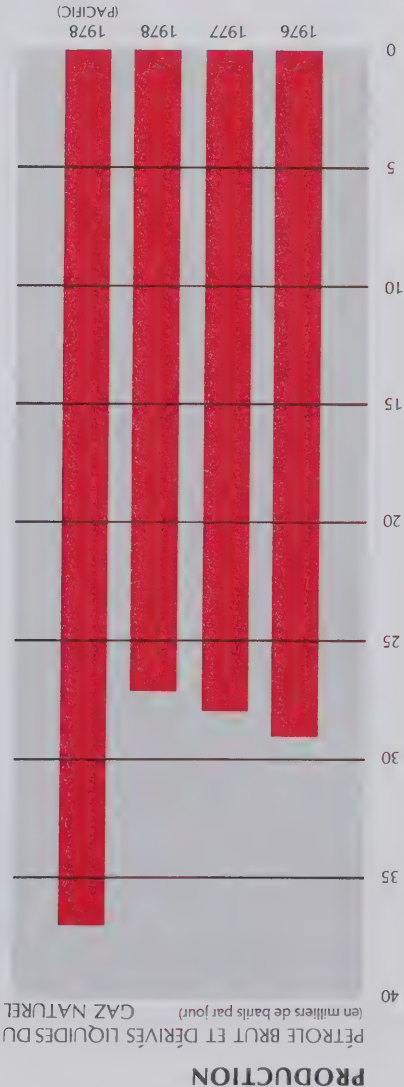
La Société reconnaît que l'acquisition d'une compagnie ne représente pas seulement une façon d'acheter des avoirs, de la quincaillerie et des propriétés. Plus de 1 100 employés de Pacific se joindront au personnel de la société Petro-Canada et la Société a déjà adopté des mesures pour assurer que ces employés deviennent une partie intégrale des opérations de Petro-Canada. La Société envisage avec joie l'extension et l'intégration des travaux des deux groupes qui devraient produire comme résultat une organisation plus puissante et plus dynamique.

Activités corporatives

La vente de produits de marque Pacific, principalement de l'essence à moteur et de distillat, constitue environ cinq pour cent des ventes de l'industrie en 1978 pour l'Ouest du Canada.

Production

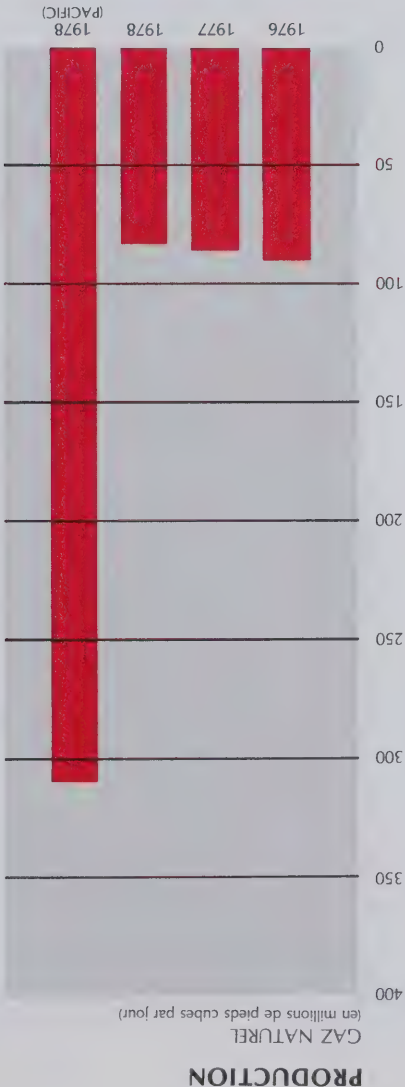
Le graphique du sommaire de la production révèle le niveau de production du pétrole et des dérivés liquides du gaz naturel des trois dernières années pour Petro-Canada et pour l'année 1978, tel que rapporté par Pacific. La production totale du pétrole et des dérivés liquides du gaz naturel des sociétés combinées a été de 23,6 millions de barils pour 1978, ce qui classe Petro-Canada au septième rang quant à la production de pétrole et de dérivés liquides du gaz naturel au Canada. La production totale du gaz naturel des sociétés combinées pour 1978 a été de 144 millions de pieds cubes, ce qui classe Petro-Canada au



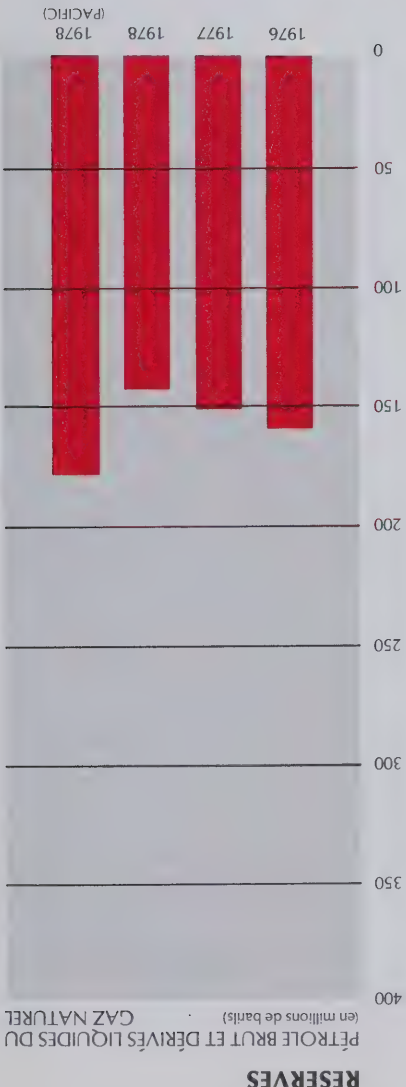
deuxième rang quant à la production de gaz. Les graphiques illustrant les réserves fournissent les estimés de bases des réserves des deux sociétés à la fin de 1978.

Charbon/minage

Jusqu'à maintenant, Petro-Canada n'a pas joué un rôle actif dans l'exploration du charbon ni dans des activités de minage. L'acquisition de Pacific lui offre plusieurs possibilités dans ces secteurs. La Société aura un intérêt de 50 pour cent dans les



réserves de charbon d'environ 74 000 acres à la propriété de charbon métallurgique de Monkman Pass dans le nord-est de la Colombie-Britannique et un intérêt de 80 pour cent dans 31 473 acres dans les propriétés de charbon thermal de Lethbridge, en Alberta. Pour le minage, la Société acquiert un intérêt dans deux propriétés d'uranium en Colombie-Britannique et dans le nord de la Saskatchewan et des possibilités de minage près de Pine Point, dans les T. du N.-O. ainsi que dans le nord de l'état de Washington, près de la frontière de la C.-B.



Sables pétroliers et pétrole lourd

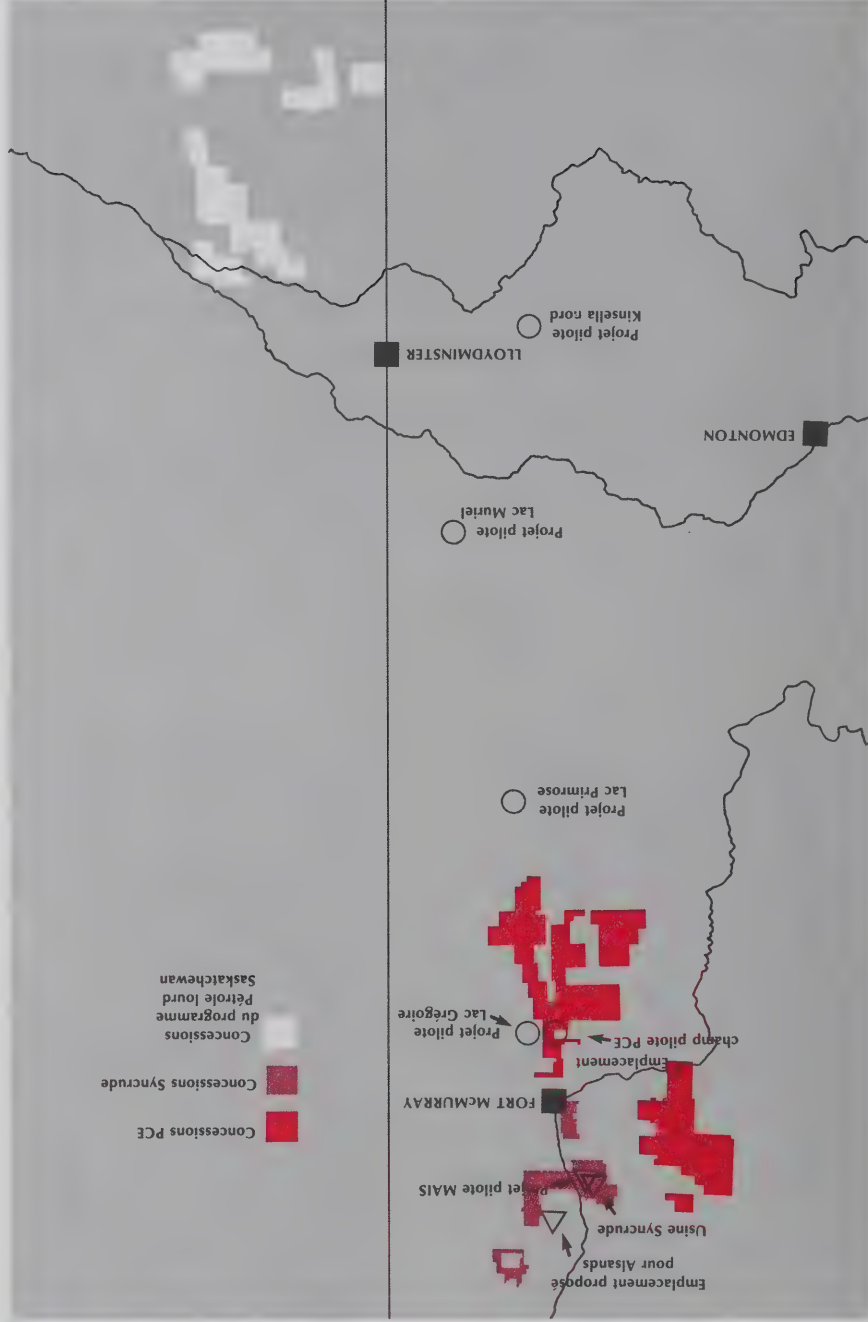
En poursuivant son mandat qui consiste à travailler pour assurer l'autonomie énergétique du Canada, Petro-Canada a attaché une importance particulière à l'exploitation des gigantesques réserves de sables pétroliers et de

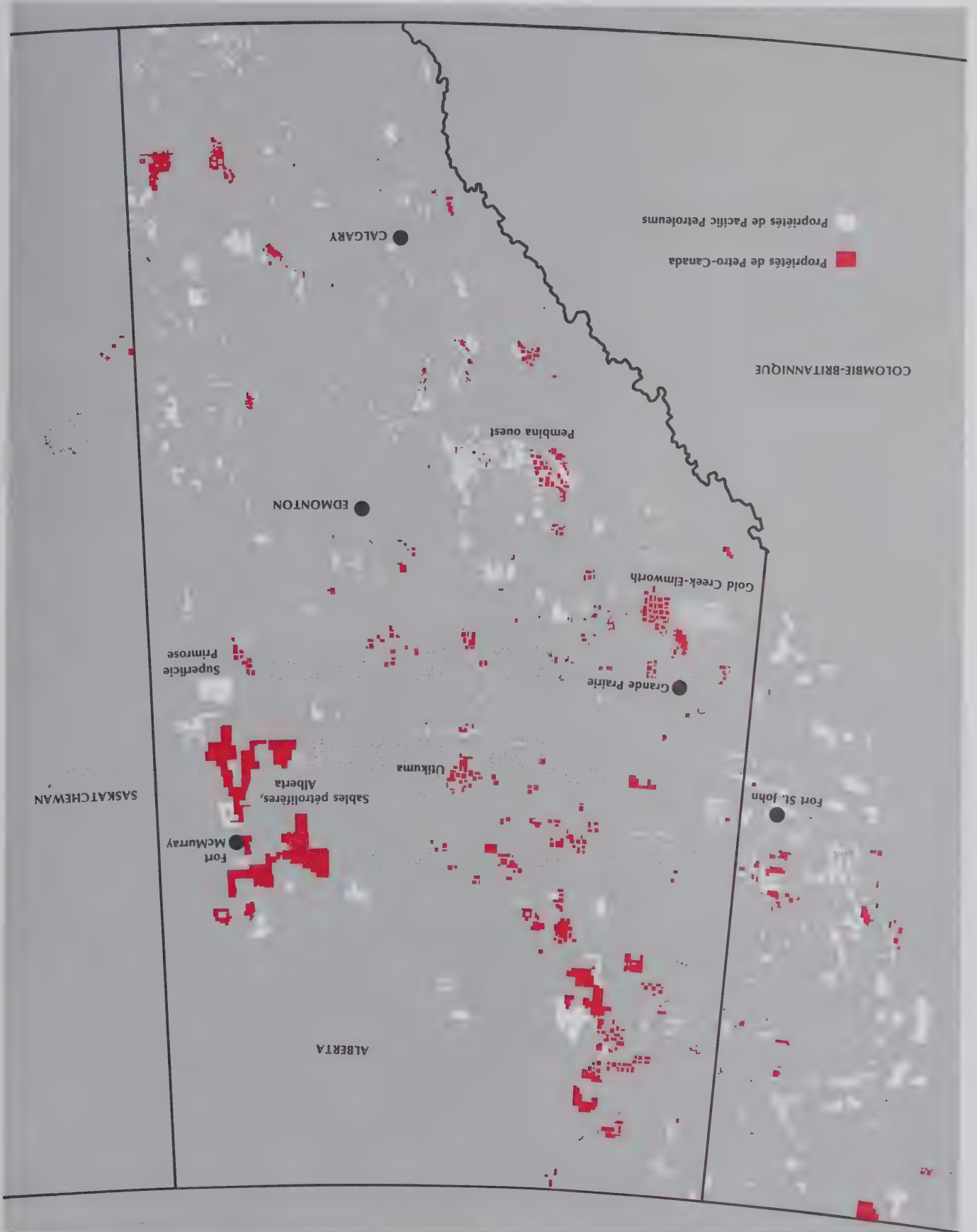
pétrole lourd du Canada. L'exploration et l'exploitation des sables pétroliers et du pétrole lourd représentent des travaux qui doivent être poursuivis sur plusieurs fronts. Par sa participation au Projet Synchrude, au Projet P.C.E., au Projet MAIS et au programme de développement du pétrole lourd classique de la Saskatchewan, Petro-Canada

Grâce à son acquisition, la Société devient membre du groupe Alsands qui planifie présentement la construction d'une troisième usine de minage pour les sables pétroliers de l'Alberta.

Dans la région in situ des sables pétroliers, Petro-Canada participera également par son acquisition à un projet pilote de récupération par combustion avançante et injection d'eau au lac Grégoire, un projet pilote de stimulation par vapeur de sept puits au lac Muriel, un projet pilote d'injection vapeur/air au champ North Kinsella, et un programme de développement exploratoire de Primrose Lake dans les gisements pétroliers de Cold Lake.

Tout comme pour le programme du pétrole lourd de la Saskatchewan, Petro-Canada assumera le leadership d'un groupe de sociétés qui étudient les facteurs économiques que représente la construction d'une usine de valorisation du pétrole lourd en charge d'alimentation qui pourrait ensuite être utilisée dans les raffineries canadiennes existantes — travail supplémentaire que la Société a déjà accompli lors de ses études sur la valorisation du pétrole lourd.





Exploration

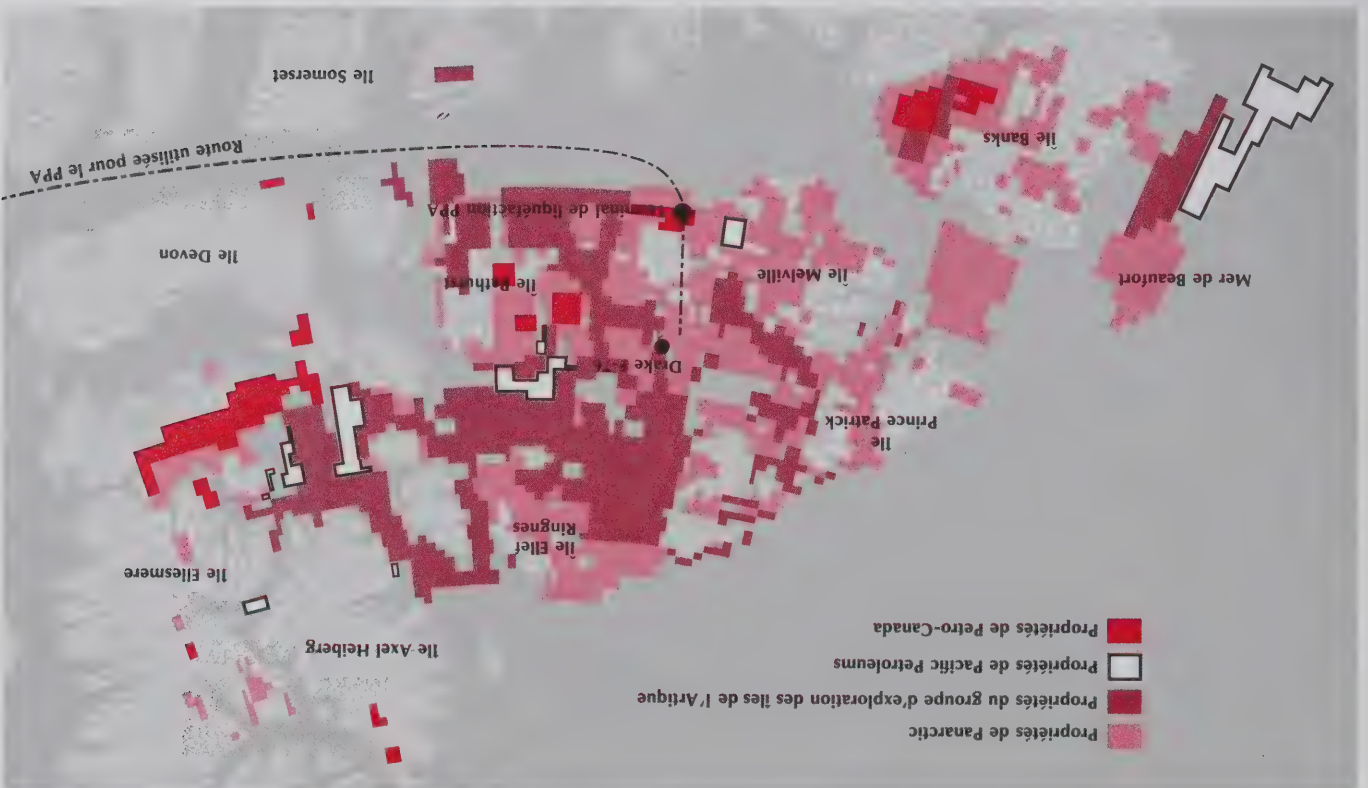
L'acquisition de Pacific Petroleum a augmenté de façon significative la superficie que possède la Société. À noter particulièrement, l'importante superficie dans les régions de production courante du bassin sédimentaire de l'Ouest qui ajoute à la superficie considérable d'exploration de Petro-Canada dans les régions recueillies. La Société acquiert également un intérêt important dans trois régions prometteuses du bassin de l'Ouest; un intérêt dans 66 600 acres brutes de la région d'Elmworth, divers intérêts dans 27 000 acres de West Pembina et des droits d'exploration dans une partie de Primrose Range.

Ces intérêts, ajoutés à ceux que possède Petro-Canada dans la région d'Elmworth-Cold Creek et à Utikuma, lui fournissent une opportunité d'explorer et de développer des régions prometteuses du bassin de l'Ouest. Petro-Canada y poursuivra donc ses activités d'exploration de façon vigoureuse puisque ce sont des régions qui peuvent augmenter sa capacité de production et ses réserves dans un temps relativement court et à un coût relativement peu élevé, en comparaison des coûts et du temps requis pour des activités dans les régions recueillies.

Dans ces régions, l'acquisition lui donne un intérêt de plus dans des concessions d'exploration dans la Mer de Beaufort, les îles de l'Arctique et le Plateau du Labrador.

Le graphique des puits forés combinés des deux sociétés donne une indication du niveau d'activité entrepris par les sociétés.

L'acquisition de Pacific apportera pour la première fois à Petro-Canada des intérêts d'exploration internationale concrète aux États-Unis, en Méditerranée espagnole où l'on se prépare à mettre les découvertes en production, ainsi qu'au Royaume-Uni, tant sur terre



Opérations combinées

Bien que Petro-Canada n'ait acquis le contrôle de Pacific qu'à la fin de 1978, une description complète en est donnée avec les activités de Petro-Canada afin de permettre une meilleure compréhension de la nature et de l'ampleur des opérations futures de la Société. Cependant, les résultats financiers rapportés ne tiennent compte que de 51,6 pour cent des actions de Pacific que possède Petro-Canada et ne tiennent compte également des effets financiers de l'acquisition que depuis le 1^{er} novembre 1978, date de l'entrée en vigueur du contrôle de Petro-Canada. Avec l'acquisition, Petro-Canada devient l'une des sociétés les plus importantes d'appartenances canadienne dans l'industrie du pétrole et du gaz au Canada. La Société participe présentement à des travaux d'exploration dans les régions reculées, des projets de développement technologiques, des entreprises dans des régions de production classique importantes et elle participe, en outre, à de grands travaux dans de nouveaux projets d'exploration du bassin de l'Ouest, en plus de jouer un rôle dans quelques opérations de raffinage, de marketing et de transport.



Acquisition de Pacific Petroleum Ltd.

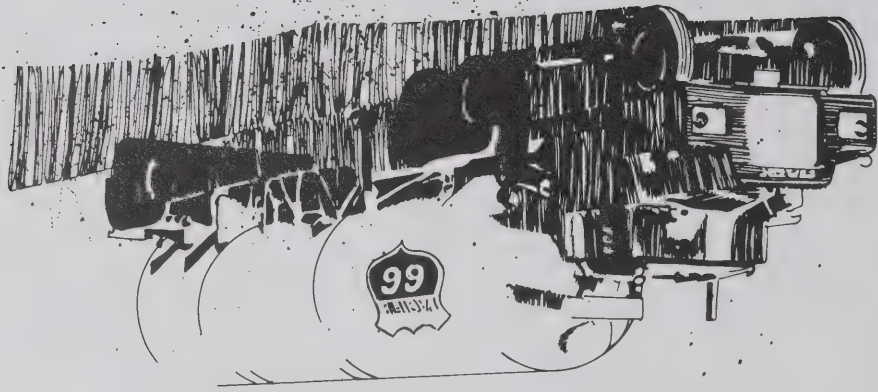
Événements subséquents

Le 15 janvier 1979, Petro-Canada annonçait qu'elle ferait une offre pour chacune et toutes les actions de Pacific Petroleum Ltd. qui n'étaient pas déjà sa propriété au prix net de \$65,02 CAN par action en argent. Le 17 janvier 1979, en se basant sur une évaluation indépendante des actions, le Conseil d'administration de Pacific recommandait l'acceptation de cette offre. Le 12 mars 1979, Petro-Canada annonçait que son offre était close. À ce moment, la Société avait acquis 96 pour cent des actions auxquelles l'offre s'appliquait ou 98 pour cent de toutes les actions de Pacific. Petro-Canada annonçait également que la Société avait l'intention d'exercer le droit d'acquies, en vertu des clauses de la Loi sur les sociétés commerciales canadiennes, les actions que les détenteurs n'avaient pas encore soumises à la suite de l'offre.

Canada, ne fournissent pas un rendement immédiat en argent, pas plus que l'investissement dans l'exploration des régions reculées, les projets de développement technologique et les initiatives prises lors de la quête de nouvelles possibilités énergétiques. Ces activités, entreprises pour exécuter le mandat de la Société sont, comme le démontre la participation des associés du secteur privé, bien en dedans des paramètres commerciaux qu'utilise l'industrie, mais seulement lorsqu'elles sont équilibrées par des rendements moins risqués et qui rapportent de façon immédiate. Tout en continuant de consacrer une part relativement large de son budget aux projets à plus long terme comme l'entendement des normes purement commerciales, Petro-Canada dispose maintenant d'une plus grande marge immédiate d'appuyer ses activités. La Société occupe ainsi une présence importante dans l'exploration et la production et elle participe également à d'autres secteurs d'activité de l'industrie canadienne du pétrole et du gaz.

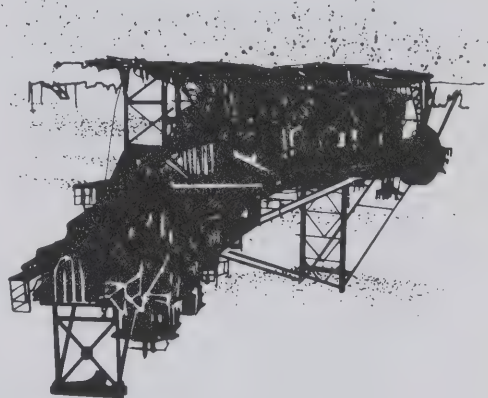
Le 10 novembre 1978, Petro-Canada entreprenait la première étape vers la réussite de la plus grande acquisition jamais faite au Canada. À cette date, la Société achetait de Phillips Petroleum Co. de Bartlesville, en Oklahoma, un bloc de 10 326 321 actions de Pacific Petroleum Ltd. de Calgary au prix de \$55,50 US, soit l'équivalent à ce moment de \$65,02 CAN par action. La Société annonçait qu'elle avait complété des ententes pour obtenir \$1,25 milliard US d'un groupe de banques canadiennes à charte par la vente d'actions privilégiées d'une de ses filiales.

À la fin de l'année, Petro-Canada possédait 11 497 519 actions ordinaires de Pacific Petroleum — légèrement plus que 50 pour cent des actions ordinaires en circulation. L'objectif fondamental de Petro-Canada en procédant à l'acquisition de Pacific Petroleum était de devenir une présence importante dans l'industrie du pétrole et du gaz du Canada. Les trois premières années d'activité et de dépenses de Petro-Canada ont été orientées de façon prédominante et disproportionnée vers les projets à risques élevés et d'une échéance de production assez longue. Ses investissements dans le Projet Synchrude, dans Panarctic et dans le Projet Gaz polaire, entrepris à la requête du Gouvernement du



Synchrude Canada

Au cours de 1978, Synchrude Canada Ltd. (dont Petro-Canada détient un intérêt de 15 pour cent) posait un jalón important en complétant la construction de son usine et en la mettant en fonctionnement. C'est le 30 juillet dernier que l'on achevait le premier produit synthétique de pétrole lourd dans la pipe-line des sables pétroliers de l'Alberta. A la fin de l'année, les expéditions de lourd synthétique à l'oléoduc totalisaient 3,6 millions de barils. Le Projet Synchrude a été officiellement inauguré le 15 septembre 1978 au cours d'une cérémonie à laquelle assistaient des représentants des gouvernements du Canada, de l'Alberta, de l'Ontario et de l'industrie.



Les dépenses nettes de Petro-Canada de \$78,7 millions en 1978, en calculant les coûts de la mise en exploitation et le revenu net obtenu par le produit, ont établi le total des dépenses pour le Projet Synchrude à \$337,8 millions à la fin de l'année. Le coût total estimé du Projet est de

\$2,3 milliards, en incluant les modifications qui ont été apportées à la construction après le début des opérations, mais en excluant l'usine connexe et les pipe-lines qui ne sont pas directement possédés par les participants. Le revenu brut de Petro-Canada a été beaucoup plus bas que le revenu espéré, par suite

des problèmes survenus à l'usine après le début des opérations qui ont réduit la production pour l'année. En 1978, des amendements à la Loi sur l'administration du pétrole ont permis que le brut synthétique produit au Projet Synchrude soit vendu à des prix internationaux.

Projet pilote de l'Arctique

Le 17 janvier 1979, Petro-Canada et ses associés, AGTL et Melville Shipping Ltd. (formé de Federal Commerce and Navigation Co. Ltd., Canada Steamship Lines Ltd. et Upper Lakes Shipping Ltd.) ont présenté une Demande de permis auprès des diverses autorités réglementaires relativement à la réalisation du Projet pilote de l'Arctique. Le Projet sera le premier du genre dans le transport des ressources de l'Arctique vers le sud à longue durée. On s'attend que les audiences commencent vers la fin de 1979.

Le Projet implique la production de gaz de huit puits sur terre, l'acheminement de ce gaz par un gazoduc de 160 km vers la rive sud de l'île Melville, sa liquéfaction et son transport vers un terminal du Sud dans l'Est du Canada pour des fins de regazéification et d'utilisation. Le gaz sera transporté par deux méthaniers brise-glace de la catégorie Arctique 7 qui peuvent transporter 140 000 mètres cubes de gaz naturel liquéfié. Le coût total du Projet sera d'environ \$1,5 milliard. Petro-Canada recherche présentement des acheteurs de gaz et prépare un contrat d'approvisionnement avec le propriétaire du gaz. La production du Projet sera de 250 millions de pieds cubes de gaz par jour.

Projet P.C.E.

Avant de présenter la Demande de permis, on a entrepris des études intensives durant deux ans sur des facteurs technologiques, environnementaux et sécuritaires du Projet qui ont coûté \$11 millions.

En novembre 1978, le groupe P.C.E., formé de Petro-Canada, Canada-Cities Service Ltd. et Esso Resources Canada Limited, a réalisé une entente d'amodiation de 15 ans en trois phases avec la Japan Canada Oil Sands Limited (JACOS) selon laquelle JACOS pourrait acquérir un intérêt de 25 pour cent non divisé sur 34 concessions couvrant 1,25 million d'acres dans la partie in situ des sables pétroliers d'Athabasca. De plus, JACOS acquerra des droits au procédé de récupération in situ que possède le Groupe P.C.E., procédé connu sous le nom de préchauffage à l'électricité suivi de poussée-vapeur.

Le Groupe, dont l'agent opérateur est Petro-Canada, étudie depuis quelques années la faisabilité du procédé de récupération à préchauffage d'électricité suivi de poussée-vapeur. Il a entrepris des plans pour tester le procédé dans des conditions de champs au cours d'une petite épreuve pilote à environ 40 kilomètres au sud de Fort McMurray. La construction de l'usine pilote doit commencer en mai 1979 et l'usine devrait entrer en production vers le milieu de 1980. En plus de la recherche de base requise pour appuyer le test du champ pilote, le Groupe P.C.E. a poursuivi en 1978 son programme systématique d'évaluation des réserves en place sur les 34 concessions en forant 16 puits à peu de profondeur. En vertu de ce programme, on forera 87 puits supplémentaires à peu de profondeur au cours des trois prochaines années.

Production et exploitation

Production classique

Durant 1978, les revenus provenant des ventes de pétrole brut, de dérivés liquides du gaz naturel et de gaz naturel ont augmenté par rapport aux revenus provenant des mêmes sources en 1977. En dépit de cette hausse, la production de pétrole brut, de dérivés du gaz naturel et de gaz de la Société a été moindre que sa capacité, reflétant le prorata continu pour compenser les contraintes du marché.

La construction de l'usine de gaz Connorsville dans le sud-ouest de l'Alberta, pour laquelle Petro-Canada possède un intérêt de cinquante pour cent comme agent opérateur, a été complétée et a commencé à fonctionner en 1978. La construction d'une autre usine de gaz exploitée par Petro-Canada se poursuivait également à la fin de l'année à Paddle Prairie, dans le

nord-ouest de l'Alberta; cette usine, conçue pour traiter 30 millions de pieds cubes de gaz naturel par jour, sera complétée au début de 1979.

Enfin, dans son programme d'extension de forage, Petro-Canada a participé aux travaux de 174 puits bruts. Ce chiffre se compare aux 128 puits bruts forés en 1977.

Production

La production de pétrole et de dérivés liquides du gaz naturel de la Société a été en moyenne de 27,2 milliers de barils par jour avant redevances.

La production de gaz a été en moyenne de 83,6 millions de pieds cubes par jour avant redevances.

Réserve

En 1978, Petro-Canada a complété une évaluation intensive des réserves. À la fin de l'année, en calculant les additions de la production et des réserves, la Société évaluait ses réserves à 143 millions de barils de pétrole et de dérivés liquides du gaz naturel avant redevances comparativement à 151,6 millions de barils à la fin de 1977.

Les réserves de gaz de la Société, à la fin de l'année, étaient évaluées à 878 milliards de pieds cubes avant redevances, en calculant les additions de production et des redevances, se compare aux réserves de 821,8 milliards de pieds cubes avant redevances pour l'année 1977.



L'Arctique et les Territoires du Nord-Ouest

Dans la baie Baffin, Petro-Canada, en tant que maître d'oeuvre du Projet EAMES, a exécuté une importante étude de l'environnement à l'échelle régionale et à l'échelle de certains sites au coût de \$7 millions. Les études ont porté sur les mouvements de la glace, les courants marins et sur les autres facteurs de l'environnement afin de déterminer les mesures de sécurité nécessaires. Le nord de la baie Baffin contient un bassin sédimentaire très prometteur où l'on n'a pas encore exécuté de forage mais où l'on a déjà repéré des fuites naturelles de pétrole et où l'on a cartographié un certain nombre de structures géologiques favorables.

La société Petro-Canada, de son propre chef ou par son intérêt dans Panarctic Oils Ltd., a participé au forage de 8 des 9 puits forés dans les îles de l'Arctique au cours de 1978. Deux puits ont été forés par le Groupe d'exploration des îles de l'Arctique (Panarctic Oils Ltd., Petro-Canada, Esso Ressources Canada Limited et Gulf Canada Limited) dont l'un a résulté en une petite découverte de gaz à Roche Point 0-43. Deux puits additionnels improductifs ont été forés par Panarctic sur les îles Melville et Bathurst afin de découvrir des réserves de gaz sur terre.

On a accompli un pas important vers le développement commercial des réserves de gaz de l'Arctique en complétant le forage d'un puits au large dans le champ de gaz de Drake Point à Drake F-76. On a testé le débit de ce puits à des taux de plus de 75 millions de pieds cubes de gaz par jour. Les résultats ont confirmé



les excellentes caractéristiques de production du réservoir ainsi que la faisabilité de connexion des puits du large par pipe-line aux installations de traitement du gaz sur terre.

Dome Petroleum a foré un puits à Natsek E-56 dans la Mer de Beaufort, en vertu d'une entente d'amodation selon laquelle Dome devra forer deux puits pour acquérir une partie de l'intérêt de Petro-Canada dans 643 000 acres. Ce puits, commencé en 1977, a été foré à une profondeur de 2 695 mètres en 1978, et il sera foré à une profondeur totale finale en 1979.

L'Ouest du Canada

En Alberta, on a concentré les travaux d'exploration sur des terres que possédait déjà la société Petro-Canada. Durant 1978, on a complété un total de 44 puits d'exploration et de délimitation comme partie d'un

programme important dans le bassin de l'Ouest. Puis, dans le cadre d'un programme actif d'exploration de la part de l'industrie dans la région Gold Creek-Elmworth, Petro-Canada et ses associés y ont foré douze puits, dont dix ont été complétés comme puits de gaz. Au cours de ces forages, le Lator 2-29 a révélé une découverte importante de gaz à un taux de 6 millions de pieds cubes par jour. On poursuit d'autres travaux de forage et d'autres études du réservoir afin d'évaluer entièrement le volume de cette nouvelle découverte de gaz.

Au lac Utikuma, on a foré quatre puits d'exploration, dont un producteur de pétrole. Dans d'autres régions, on a découvert du gaz à Betts Creek et un réservoir saturé de bitume dans la région de Golden Lake.

Pour accélérer l'exploration et l'exploitation des réserves de pétrole lourd, Petro-Canada, Gulf Canada Limited et Saskatchewan Oil and Gas Corporation ont conclu une entente avec le Gouvernement de la Saskatchewan qui pourrait représenter une dépense de \$99 millions au cours d'une période de huit ans pour des projets d'exploration, d'exploitation et de récupération accélérée. Le consortium acquerra un maximum de 162 500 acres d'une sélection initiale de 500 000 acres des terres fédérales.

En 1978, Petro-Canada a poursuivi ses activités d'exploration dans les régions éloignées et dans le bassin de l'Ouest.

La Société a participé au forage de 16 des 26 puits forés dans les régions reculées du Canada en 1978.

Un total de \$60 millions a été

dépensé en activités d'exploration dans les régions reculées en 1978, ce qui porte à \$152 millions le total des dépenses affectées à cette fin par la

Société depuis ses débuts. La

Société a maintenant des

concessions couvrant une superficie brute de 82 millions d'acres de

terrains sous permis dans les régions éloignées, sans compter les

superficies détenues par Panarctic Oils Ltd. dont Petro-Canada

possède 45 pour cent des actions.

En Alberta, la Société a poursuivi ses forages d'exploration et de

délimitation de puits productifs dans le secteur de Elmworth-Gold Creek,

au lac Utikuma et au lac Bison. La

Société a dépensé \$32 millions en 1978 à des activités d'exploration et

de développement dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien.

Au large de la

Nouvelle-Écosse

L'exploration s'est poursuivie en 1978 par un programme de forage d'amodation de cinq puits dans le bassin de Sable selon lequel Petro-Canada et Kaiser Resources Ltd. obtiendront respectivement un intérêt de 30 pour cent et un intérêt de 10 pour cent dans une superficie importante de terres de Mobil Oil Canada Ltd.

Labrador — Baie Baffin

Le Ben Ocean Lancer a également été utilisé pour le forage de reconnaissance du puits productif de Hopedale E-33 au large de la côte du Labrador. Ce puits, dans lequel

des eaux d'une telle profondeur au

Canada.

Un forage de reconnaissance

important mais improductif a été

effectué par Petro-Canada et

Chevron Standard Limited dans un

terrain de Shell Canada Resources

Limited à Acadia K-62, depuis la

plate-forme de forage du Ben Ocean

Lancer, un "navire de forage"

spécifiquement conçu, dans 864

mètres d'eau. C'était la première fois

que l'on employait un équipement

de forage aussi perfectionné dans

des eaux d'une telle profondeur au

Canada.

Quatre puits ont été terminés en

1978. Le forage de Venture D-23, le

dernier puits du programme, a

débuté à la fin de l'année. Le puits

Thebaud I-94, foré comme puits

d'extension d'un puits productif, a

prouvé la continuation du sable

gazéifère qui avait été découvert

dans le puits précédent. Les forages

de reconnaissance des puits Migrant

N-20 et Cohasset L-97 ont tous deux

prouvé l'existence d'un peu de gaz.

Le puits Cohasset P-42, dans

l'entourage d'un puits précédent où

l'on avait trouvé du pétrole, est resté

improductif.

Suite aux études sismiques et aux

relevés environnementaux qui ont

été effectués en 1978 ainsi qu'au

cours des années précédentes,

Petro-Canada participera à de

nombreuses activités d'exploration

durant 1979 dans plusieurs autres

endroits au large de la côte Est.

Petro-Canada a participé à des

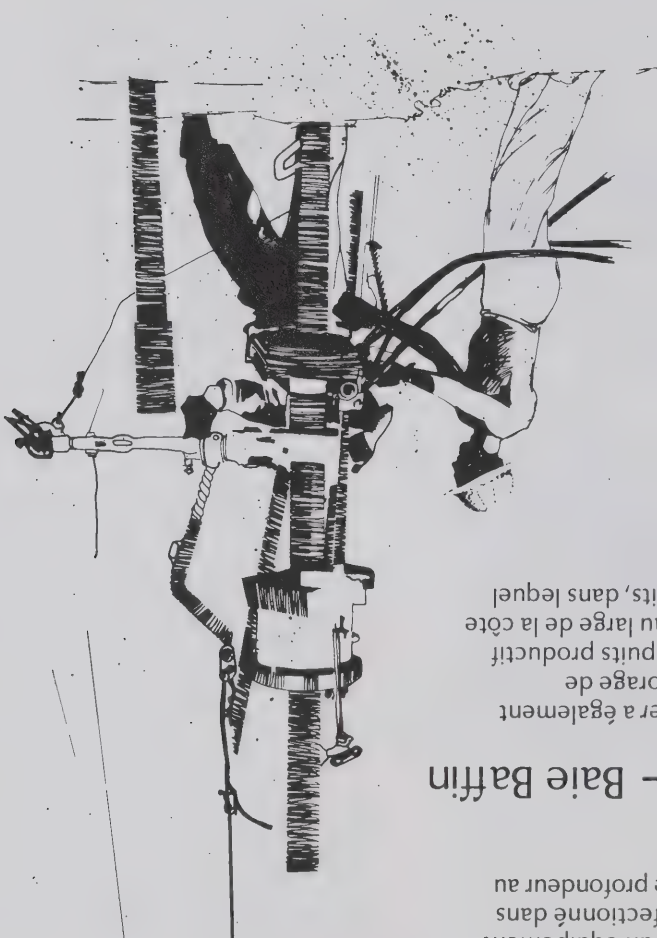
études sismiques au large du

Labrador, dans la région de Fogo/

Hare Bay, avec un groupe de British

Petroleum, afin de choisir des sites

de forage pour 1979.



Petro-Canada possède un intérêt important, a permis d'extraire du gaz au taux de 19,5 millions de pieds cubes par jour depuis la zone située à 1 983 mètres, et au taux de 14,2 millions de pieds cubes depuis la zone située à 1 948 mètres. On a produit avec ce gaz des condensats de l'ordre de 300 à 500 barils par jour. D'autres forages seront entrepris en 1979 afin d'évaluer l'importance de cette découverte.

Petro-Canada a aussi fait une soumission au Gouvernement de la Norvège, en concurrence avec d'autres sociétés importantes, en vue d'obtenir des droits dans diverses parcelles de territoires où sont actuellement offerts des permis d'exploration dans la Mer du Nord.



La Société continue aussi ses études de recherche et de développement sur diverses techniques destinées à valoriser l'huile lourde, de concert avec la Société nationale des pétroles du Venezuela, Petroleos de Venezuela, afin d'améliorer l'exploitation des vastes réserves de sables bitumineux et d'huile lourde qui existent dans ce pays comme dans le nôtre.

Petro-Canada et ses associés ont été invités à présenter des soumissions en vue de l'exploration du pétrole au large du littoral de la République populaire de Chine.

Enfin, Petro-Canada tient des pourparlers avec la Société nationale des pétroles du Mexique, Petroleos Mexicanos (PEMEX), au sujet de la meilleure façon dont le Canada pourrait, à l'avenir, obtenir des approvisionnements de pétrole du Mexique.

Dans un monde devenu de plus en plus conscient de l'importance stratégique des approvisionnements en énergie, les relations d'Etat à Etat pourraient jouer un rôle de plus en plus grand dans la répartition mondiale des ressources énergétiques. Par ailleurs, il n'y a pas actuellement de compagnie canadienne qui soit impliquée dans l'exploration étrangère dans le but spécifique d'apporter du pétrole dans les marchés canadiens. Petro-Canada espère donc que ses propres efforts et que son aide aux sociétés canadiennes désireuses de participer à de telles explorations (mais qui pourraient éprouver des difficultés à y être admises) contribueront à protéger les intérêts énergétiques du Canada dans le monde, compte tenu du fait que le Canada continuera sans doute, dans l'avenir prévisible, de dépendre de sources étrangères pour une partie, au moins, de ses approvisionnements en énergie.

Petro-Canada poursuit sa politique qui consiste à minimiser les effets négatifs et à maximiser les avantages que peuvent causer ses projets, tant du point de vue environnemental biophysique que social auprès des communautés où se déroulent ces projets. La Société tient compte de ces éléments dans chacune de ses phases d'activité, qui inclut la participation de représentants locaux dans la planification même de ses projets par l'intermédiaire de programmes suivis de liaison avec les résidents.

En janvier 1978, Petro-Canada fut l'une des premières sociétés à signer des ententes selon lesquelles les autochtones du nord de l'Alberta auraient accès à l'emploi, à la formation et à la participation reliées aux activités dans ce secteur. Dans la région de la baie Baffin, le programme de l'Etude de l'environnement marin de l'est de l'Arctique (EAMTS) tient les

Affaires sociales et environnementales

résidents au courant des activités les plus récentes et fait en sorte d'encourager l'embauche et l'initiative des autochtones. La Société a mis sur pied un important programme d'information et de participation pour les Inuit relativement au Projet pilote de l'Arctique. En plus de tous ces efforts courants, Petro-Canada maintient des relations suivies avec des représentants de l'industrie, du gouvernement et de pays étrangers de façon à faire connaître ses activités tout en se réservant la possibilité de bénéficier des plus récents progrès qui s'inscrivent sans cesse dans le domaine si rapidement changeant de la gestion des affaires sociales et environnementales.

Ressources humaines

Petro-Canada comptait 850 employés à la fin de l'année. La Société a poursuivi l'amélioration de ses programmes de ressources humaines en partant du principe que l'apport de son personnel expérimenté constitue sa ressource la plus importante.

Petro-Canada reconnaît avoir des responsabilités à l'égard de la collectivité dont elle fait partie. La Société a donc un programme de libéralités par lequel elle contribue aux organismes de charité locaux, régionaux et nationaux et accède aux demandes de petites communautés dans les régions où elle a du personnel et des activités.

La Société a terminée, en collaboration avec Alberta Gas Trunk Line Company Limited, une étude de deux ans et de \$4,6 millions sur la praticabilité d'allonger le réseau canadien de gazoduc depuis son terminus actuel à Montréal jusqu'à Québec et aux provinces de l'Atlantique. Le Projet Q & M a été présenté par A.G.T.L. à l'Office national de l'Énergie. Petro-Canada s'est réservé le droit d'acquiescer une participation de 20 pour cent dans ce projet s'il est approuvé.

Bien que Petro-Canada n'ait pas participé directement à la demande présentée à l'Office national de l'Énergie au sujet du Projet Gaz polaire, la Société n'en a pas moins contribué aux recherches entreprises à cet égard au cours de 1978.

Petro-Canada attribue un rôle important, parmi ses activités, au développement des sables bitumineux et des huiles lourdes. En octobre, Petro-Canada, Gulf Canada Limited et Saskatchewan Oil and Gas Corporation ont conclu un accord avec le gouvernement de la Saskatchewan en vue d'un important programme d'exploration, de développement et de mise en exploitation accélérée des huiles lourdes en Saskatchewan.

En novembre 1978, Petro-Canada et ses associés du Groupe P.C.E. ont signé un accord avec des associés japonais en vue de mettre au point des procédés rentables de mise en exploitation sur place dans la superficie de 1,2 millions d'acres de concessions détenues par le Groupe dans les sables pétroliers de l'Alberta. Les installations pilotes et

les activités de recherche reliées à ce projet aideront à mettre au point les techniques nécessaires pour aider à transformer ces vastes réserves en une source rentable d'énergie.

La Société étudie également la possibilité de mettre en exploitation ses propriétés de sables pétroliers en forant des puits horizontaux dans les zones de sables pétroliers par des techniques minières utilisées sur place par le programme "MAIS".

Le Projet Syncrude, dans lequel Petro-Canada détient un intérêt de 15 pour cent, a été officiellement ouvert en septembre et a commencé ses opérations en 1978.

Depuis son origine, Petro-Canada a exprimé sa conviction que la recherche et le développement, axés sur les problèmes et les possibilités en matière d'énergie, seraient appelés à jouer un rôle de premier plan dans l'approvisionnement énergétique au Canada. En décembre, la Société a entrepris la construction à Calgary d'un laboratoire de recherche au coût de \$10 millions. La construction de ce centre de recherche doit être terminée vers la fin de 1979. Ses activités seront orientées vers les problèmes canadiens de recherche en matière d'énergie et plus particulièrement dans le domaine de l'exploration et de la production dans les régions reculées, dans l'augmentation de l'extraction et

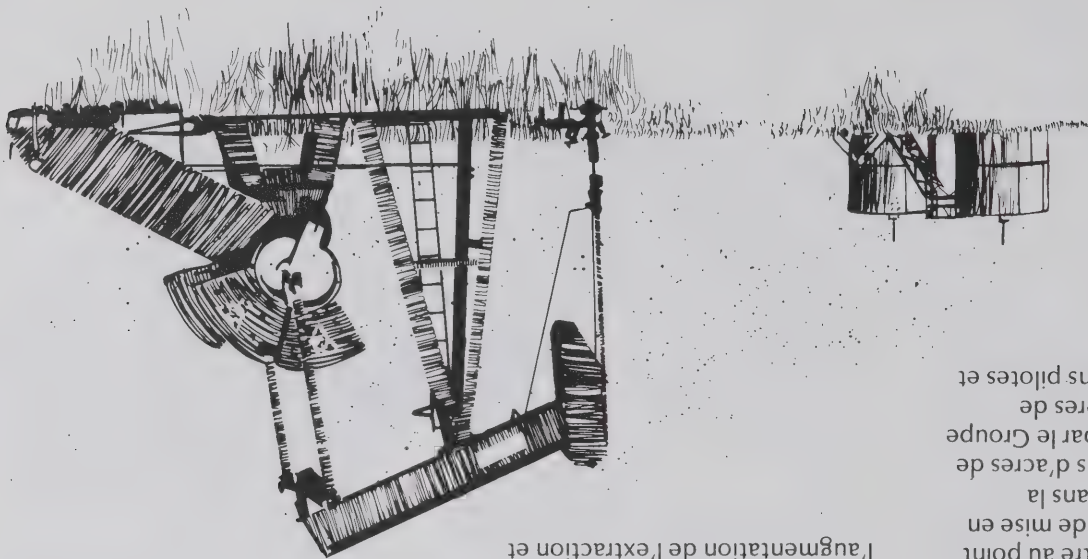
Recherche et développement

Activités internationales

dans l'exploitation des sables bitumineux et des huiles lourdes. Cette installation fournira des moyens pour intensifier les recherches au Canada et offrira aux scientifiques canadiens d'excellentes occasions de perfectionnement professionnel et technique dans la recherche pétrolière.

La société Petro-Canada continue d'étudier et de développer le rôle spécifique qu'elle pourrait jouer dans la recherche de moyens visant à assurer l'exploitation de ressources énergétiques renouvelables qui pourraient contribuer à l'approvisionnement en énergie du Canada.

Petro-Canada poursuit des activités internationales partout où elle croit que de telles activités pourront faciliter l'accès à des approvisionnements en énergie et partout où ces activités pourraient aider le Gouvernement du Canada à exploiter des possibilités dans le domaine international. En juin 1978, Petro-Canada a accepté de conseiller l'Agence canadienne pour le développement international dans un programme d'assistance au programme de développement énergétique du Pakistan.



Un événement marquant a souligné la troisième année d'existence de Petro-Canada qui a poursuivi toute l'année ses diverses activités d'exploration et de développement. En effet, c'est au début de novembre que la Société achetait le contrôle de Pacific Petroleum Ltd, entreprise de pétrole et de gaz dont le siège social est situé à Calgary. Et comme la Société a ensuite fait l'acquisition de toutes les actions de Pacific au début de 1979, cette transaction qui s'est chiffrée à près de \$1,5 milliard constitue l'acquisition la plus importante jamais réalisée au Canada. Cette acquisition, réunie aux autres propriétés et activités de Petro-Canada, a transformé la Société en un producteur important de pétrole et de gaz et en une entreprise intégrée, désormais impliquée dans le raffinage et la mise en marché. Petro-Canada est en fait devenue l'entreprise pétrolière la plus importante sous propriété canadienne, même si elle demeure plus petite que les autres grandes compagnies oeuvrant au Canada.

Cette acquisition constitue une étape majeure dans l'expansion de Petro-Canada et lui fournit une marge d'autofinancement qui lui permet d'appuyer ses projets à échéance plus longue et à risque plus élevé dans le domaine de l'exploration et de la technologie dans les régions recueillies, projets qui sont importants pour l'approvisionnement énergétique futur du Canada. Petro-Canada est maintenant impliquée de façon concrète dans les domaines dynamiques du commerce des pétroles et du gaz, de même que dans des initiatives énergétiques canadiennes à plus longue échéance. Au cours de l'année, ses activités se sont accrues dans l'exploration des régions recueillies et les nouveaux projets de mise en exploitation qui, depuis la fondation de la Société, accaparent la majeure partie de son budget et de ses priorités.

Bien que les perspectives mondiales de l'énergie puissent être moins

inquiétantes qu'en 1973, l'approvisionnement en énergie à des prix raisonnables demeure problématique au Canada. L'instabilité continue au Moyen-Orient et les hausses rapides des prix mondiaux de l'huile nous rappellent sans cesse que la stabilité de nos sources d'énergie doit rester, pour le Canada, une priorité nationale de la plus haute importance.

Les gouvernements et l'industrie ont adopté des mesures qui ont rendu les problèmes d'approvisionnement moins immédiats mais sans s'attaquer toutefois aux problèmes à longue échéance. Les politiques efficaces des gouvernements en matière de prix, de stimulants et d'autres facteurs ont suscité un niveau record d'activité dans l'exploration ainsi qu'une hausse de l'approvisionnement, surtout en gaz. Les découvertes de gaz à Elsworth et de pétrole à West Pembina prouvent que l'on peut encore trouver des hydrocarbures dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. Jusqu'ici, toutefois, ces découvertes n'ont contribué que marginalement aux besoins à long terme du Canada. Petro-Canada croit qu'il faut continuer à fournir des efforts considérables dans les régions recueillies, à rechercher de nouvelles installations et de nouvelles techniques pour exploiter les huiles lourdes et les sables bitumineux et à étudier des solutions de rechange afin d'apporter de nouveaux approvisionnements d'énergie dans les marchés canadiens. Les risques élevés, les longues échéances de production et l'ampleur des investissements de capitaux exigés par de tels projets énergétiques signifient que les projets amorcés maintenant ne commenceront à influencer sur les approvisionnements en énergie qu'à la fin des années 1980.

Régions recueillies

Petro-Canada a réalisé, en 1978, un programme vigoureux d'exploration dans les régions recueillies et a de

nouveau pris part, à titre d'associé important, à presque toutes les activités en régions éloignées. Un large de Hopedale grâce à un forage d'un consortium dont Petro-Canada possède une part importante des actions, a ranimé l'optimisme des explorateurs dans la région du banc du Labrador. Par ailleurs, Petro-Canada a continué d'être l'entreprise la plus active dans l'exploration de l'Arctique et des bancs de la Nouvelle-Écosse. La Société a aussi étudié à fond l'environnement de la baie Baffin en prévision de sa demande de permis pour exécuter des forages dans la région et a pris des dispositions pour devenir l'un des participants les plus importants dans les activités futures d'exploration au Labrador et à Terre-Neuve.

Développement technologique

Pendant ses deux premières années de fonctionnement, Petro-Canada a mis une emphase considérable sur l'étude de projets susceptibles de franchir des barrières technologiques et d'offrir de meilleures possibilités pour augmenter l'approvisionnement énergétique du Canada à des prix raisonnables. En 1978, ces projets sont devenus de véritables solutions de rechange pour satisfaisant aux besoins énergétiques du Canada.

En 1978, Petro-Canada et ses associés ont terminé deux années d'études sur le Projet pilote de l'Arctique et ont préparé des demandes aux autorités réglementaires pour obtenir l'autorisation d'entreprendre la construction de ce Projet. Une réalisation importante dans le développement des ressources de l'Arctique a été la construction des installations sous-marines de Drake F-76 qui ont démontré pour la première fois que le gaz de l'Arctique peut être exploité à partir d'installations en mer.

Le 31 mars 1979

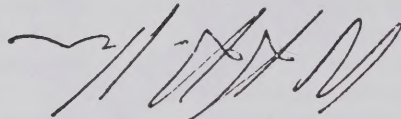
L'honorable Alastair W. Gillespie, C.P., député
Ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources
Chambre des Communes
Ottawa, Canada
K1A 0A7

Monsieur le ministre,

Il me fait plaisir de vous présenter, au nom du Conseil d'administration, le rapport annuel de Petro-Canada pour l'exercice financier qui s'est terminé le 31 décembre 1978.

Selon les directives de la Loi sur l'administration financière, le rapport inclut le bilan consolidé et les divers états s'y rapportant, ainsi que le rapport des vérificateurs.

Qu'il me soit permis, au nom du Conseil d'administration et de la Direction de Petro-Canada, de remercier M. Maurice F. Strong, le président fondateur et président du Conseil d'administration de la Société, pour la contribution importante qu'il a apportée à l'expansion des premières années d'existence de Petro-Canada. Je désire également exprimer notre reconnaissance à M. Gordon M. MacNabb, un des directeurs fondateurs qui, comme M. Strong, a démissionné du Conseil d'administration en 1978.

Le Président du
Conseil d'administration et
directeur général,

Wilbert H. Hopper

Conseil d'administration

au 31 décembre 1978

Wilbert H. Hopper

Président intérimaire du Conseil

d'administration,

Président et directeur général

Petro-Canada

Calgary

Donald Harvie

Vice-président du Conseil

d'administration

Petro-Canada

Calgary

L'honorable John B. Aird, O.C., C.R.

Associé principal

Aird et Berlis

Toronto

Marshall A. Cohen

Sous-ministre

Ministère de l'Énergie, des Mines

et des Ressources

Ottawa

J.-Claude Hébert

Conseiller en affaires

Montréal

Arthur Kroeger

Sous-ministre

Ministère des Affaires indiennes

et du Nord canadien

Ottawa

David McD. Mann

Associé

Cox, Downie, Nunn and Goodfellow

Halifax

T. K. Shoyama

Sous-ministre

Ministère des Finances

Ottawa

Donald G. Willmot

Président du Conseil d'administration

La Compagnie Molson Limitée

Toronto

Nommés le 9 mars 1979

William C. Hood

Sous-ministre

Ministère des Finances

Ottawa

Ian A. Stewart

Sous-ministre

Ministère de l'Énergie, des Mines

et des Ressources

Ottawa

Cadres supérieurs

au 31 décembre 1978

Wilbert H. Hopper

Président et directeur général

Joel I. Bell

Premier vice-président

Finances et Planification

Andrew Janisch

Premier vice-président et

directeur général

Opérations

Sam Stewart

Premier vice-président

Développement Athabasca

Donald M. Wolcott

Premier vice-président

Développement des projets

John M. Godfrey

Vice-président — Terrains

Ronald P. Havelock

Vice-président (contentieux),

secrétaire

Joseph W. Martinelli

Vice-président — Production

Robert A. Menoley

Vice-président — Exploration

William Morrow

Contrôleur

Robert Niven

Vice-président —

Planification corporative

David P. O'Brien

Conseil général

James Scurr

Vice-président —

Ressources humaines et

Administration corporative

Siège social

Boîte postale 2844

Calgary, Alberta

T2P 2M7

Téléphone

403-232-8000

Télex: 03825753

Bureau d'Ottawa

350, rue Sparks

Suite 306

Ottawa, Ontario

K1R 7S8

Téléphone

613-238-8951

Télex: 0534135

Vérificateurs

Peat, Marwick, Mitchell & Cie

Calgary, Alberta

Canada

Filiales

au 31 décembre 1978

Petro-Canada Exploration Inc. — 100%

Petro-Canada Industries Inc. — 100%

Petro-Canada Inc. — 100%

Petro-Canada Consulting

Corporation — 100%

Pacific Petroleum — 51,6%

Petro-Canada

Rapport annuel 1978

